

ENEA
Rapporto Energia e Ambiente 2002
L'analisi

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2002
Volume 1 - L'analisi

2003 ENEA
Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente
Lungotevere Thaon di Revel, 76
00196 - Roma

ISBN 88-8286-030-2

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

ENEA **Rapporto
Energia
e Ambiente** **2002**

■ **1**

L'analisi

ENEA

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

Contributi¹

Il Rapporto è stato curato dall'*Unità di Agenzia per lo Sviluppo Sostenibile - Advisor* dell'ENEA.

Pietro Menna è il responsabile del coordinamento scientifico del Rapporto.

Paola Molinas è la responsabile del coordinamento redazionale.

VOLUME 1 - L'ANALISI

Cap. 1 – Il quadro di riferimento

Coordinatore: Pietro Menna

Contributi: Roberto Galbiati (REF): *Le politiche ambientali*
Michele Pacillo (REF): *Riassetto dei mercati europei*
Valentina Ferraris (REF): *Domanda ed offerta di energia*
Salvatore Parlato (REF): *L'evoluzione dell'economia mondiale e dell'Italia*

Cap. 2 – La domanda di energia nei settori d'uso

Coordinatore: Antonio Sanò

Contributi: Umberto Ciorba; Francesco Pauli (Università di Trieste): *Il settore industriale*
Teresa Chironi; Francesco Pauli (Università di Trieste): *I trasporti*
Carolina Ardi, Marilena Ciarallo, Umberto Ciorba, Giovanni Perrella: *Il settore residenziale*
Giulia Iorio, Giovanni Perrella: *Il settore terziario*
Umberto Ciorba: *Agricoltura e pesca*
Sergio La Motta: *Usi non energetici dei combustibili fossili*

Cap. 3 – L'offerta delle fonti di energia

Coordinatore: Marcello Capra

Contributi: Ugo Bilardo (Università di Roma "La Sapienza", Dip. di Ingegneria chimica e dei materiali): *Petrolio; Gas naturale*
Marcello Capra: *Carbone*
Giuseppe Tomassetti: *Energia elettrica*
Roberto Avella, Giacobbe Braccio, Mariella Caffarelli, Umberto Ciorba, Stefano La Malfa, Saverio Li Causi, Carlo Manna, Enzo Metelli, Paolo Morgante, Luciano Pirazzi; Matteo Leonardi (AEEG): *Fonti energetiche rinnovabili*

Cap. 4 – Il sistema energetico e l'ambiente

Coordinatore: Nicola Colonna

Contributi: Nicola Colonna: *Gli impatti del sistema energetico*
Andrea Colosimo, Sergio La Motta, Domenico Santino: *Le emissioni di gas ad effetto serra*
Nicola Colonna, Paolo Picini: *L'inquinamento transfrontaliero e la qualità dell'aria*
Roberto Daffinà, Alessandra De Marco, Gianni Vialetto, Gabriele Zanini: *Altri inquinanti*
Nicola Colonna, Andrea Forni, Federica Scipioni; Simona Martelli, Ivana Mustillo (Task force Autorità ambientale Regione Molise): *La V.I.A. e la V.A.S. nel settore energetico*

¹ Tutti i nominativi corrispondono a personale ENEA, se non diversamente indicato

Cap. 5 – Le politiche energetico-ambientali alla scala regionale e locale

Coordinatore: Emidio D'Angelo

Contributi: Tommaso Franci (Regione Toscana, Assessore all'ambiente - Coordinatore Interregionale Energia): *Introduzione*
Luciano Coralli: *Quadro normativo, programmi regionali e attuazione Decreti*
Giovanni Lai: *Situazione energetica e pianificazione energetica regionale*
Antonio Mori: *Trasporti*
Antonio Disi: *Agenda 21 locale*
Antonio Colangelo: *Appendice 5A*
Cesare Migliozi (Presidente RENAEL): *Appendice 5B*

Cap. 6 – Le tecnologie di conversione dell'energia e le spese per la ricerca

Coordinatore: Antonio Sanò

Contributi: Roberto Avella, Giacobbe Braccio, Mariella Caffarelli, Marcello Capra, Umberto Ciorba, Francesco De Marco, Luigi De Sanctis, Francesco Di Mario, Saverio Li Causi, Carlo Manna, Enzo Metelli, Paolo Morgante, Luciano Pirazzi, Marina Ronchetti, Angelo Sarno; Antonio Borghese (CNR – Istituto Nazionale Motori): *L'evoluzione delle tecnologie energetiche*
Daniela Palma, Antonio Sanò; Mario De Marchi, Bianca Maria Poti, Emanuela Reale, Maurizio Rocchi, Anna Maria Scarda (CNR-ISPRI): *Il quadro della ricerca, la ripartizione delle risorse, le spese nel settore energetico*

Appendice I - Energia e ambiente: cronologia degli eventi 2001-2002

Fernando Scaduto

Appendice II - Attuazione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas

Antonio Soragnese

Glossario

Fernando Scaduto

Unità di misura

Fernando Scaduto

VOLUME 2 - I DATI

a cura di Giovanni Perrella

Si ringraziano:

- Mario Gamberale (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, D.G. IAR) per i suggerimenti e le utili indicazioni fornite per il settore *Fonti rinnovabili*;
- Riccardo De Lauretis (APAT) per i dati sulle emissioni.

Per l'ENEA:

- Ivano Olivetti per la cartografia del Capitolo 4;
- Il gruppo di lavoro del Progetto "Prevenzione dell'inquinamento da Benzene ed IPA" dell'accordo di programma ENEA - Ministero dell'Ambiente, composto da L. Addari, M. Berico, G. Briganti, R.Carletti, D. Cataldi, S. Chiavarini, F. Monforti, E. Negrenti, P. Spezzano per il contributo al paragrafo *Altri inquinanti* del Capitolo 4.

Si ringraziano inoltre per la collaborazione fornita:

- l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
- la Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie del Ministero delle Attività Produttive.

Premessa

La situazione energetica italiana si sta evolvendo attraverso profonde modificazioni che, partendo dalla riforma del titolo V della Costituzione, stanno toccando alcuni punti chiave del governo dell'intero sistema, come i rapporti tra Stato e Regioni, l'apertura dei mercati, il ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le reti di trasporto dell'energia, la costruzione delle nuove infrastrutture per la generazione di energia elettrica. Un insieme di cambiamenti che, se accostati ai grandi problemi nazionali sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sulla dipendenza energetica, e ai molteplici riflessi del sistema energetico sulle azioni ambientali per lo sviluppo sostenibile, fanno emergere un quadro estremamente articolato e complesso del quale è difficile cogliere gli elementi essenziali e valutare gli andamenti.

La ricerca e lo sviluppo nel settore delle tecnologie energetiche rappresentano l'altro fondamentale tassello di questo quadro. Essi infatti devono offrire, da un lato, indicazioni per calibrare le azioni di politica energetica nel medio periodo e, dall'altro, contribuire sostanzialmente allo sviluppo dell'intero sistema nei prossimi anni.

Questo Rapporto, seguendo le indicazioni del Governo e ripercorrendo la linea già tracciata nei precedenti anni, si pone come strumento di informazione su queste tematiche. Attraverso la descrizione degli eventi e la presentazione dei dati statistici, questo Rapporto ha l'obiettivo di presentare in modo coerente il quadro nazionale, migliorandone la comprensione, e più in generale, contribuendo alla crescita delle conoscenze sui temi dell'energia e dell'ambiente a livello nazionale.

Antonio Sanò

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2002
INDICE

Capitolo 1 – IL QUADRO DI RIFERIMENTO	pag. 19
1.1 L'EVOLUZIONE DELL'ECONOMIA MONDIALE	19
1.1.1 <i>Le caratteristiche del rallentamento del 2001</i>	19
1.1.2 <i>Le tendenze del 2002</i>	24
1.1.3 <i>Le prospettive future</i>	28
1.2 DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA	29
1.2.1 <i>La domanda e il fabbisogno: una prima valutazione delle dinamiche</i>	29
1.2.2 <i>Fabbisogno per unità di prodotto e pro capite</i>	31
1.2.3 <i>Domanda e offerta per fonti</i>	33
1.2.4 <i>Petrolio</i>	35
1.2.5 <i>Gas naturale</i>	37
1.2.6 <i>Carbone</i>	39
1.2.7 <i>Elettricità</i>	41
1.2.8 <i>Andamento dei prezzi dei prodotti energetici</i>	44
1.2.9 <i>Le tendenze a medio termine</i>	46
1.3 RIASSETTO DEI MERCATI EUROPEI	48
1.3.1 <i>Lo stato di attuazione delle direttive nel 2001</i>	48
1.3.2 <i>Un bilancio sullo stato di liberalizzazione dei mercati energetici europei</i>	52
1.3.3 <i>Dopo il Consiglio europeo di Barcellona: le nuove proposte di direttive</i>	54
1.3.4 <i>Le conclusioni del Consiglio europeo di Barcellona</i>	55
1.3.5 <i>Le nuove proposte di direttive su elettricità e gas naturale</i>	56
1.3.6 <i>Le politiche per la sicurezza degli approvvigionamenti</i>	57
1.4 LE POLITICHE AMBIENTALI	62
1.4.1 <i>Introduzione</i>	62
1.4.2 <i>Le politiche per il contenimento delle emissioni inquinanti</i>	62
1.4.3 <i>Il Protocollo di Kyoto: ratifiche e primi passi verso la realizzazione</i>	62
1.4.4 <i>La proposta di direttiva europea sull'Emission Trading</i>	68
1.4.5 <i>Il Protocollo di Göteborg</i>	69
1.4.6 <i>La promozione delle fonti rinnovabili e l'uso razionale dell'energia</i>	71
1.5 L'ITALIA	73
1.5.1 <i>L'economia italiana nell'ultimo biennio</i>	73
1.5.2 <i>Dipendenza energetica e bilancia commerciale</i>	77
1.5.3 <i>Tendenze a medio termine dei fabbisogni energetici dell'Italia</i>	79
1.5.4 <i>Le modifiche nella legislazione italiana</i>	80
Capitolo 2 – LA DOMANDA DI ENERGIA NEI SETTORI D'USO	87
2.1 IL SETTORE INDUSTRIALE	94
2.1.1 <i>Quantità</i>	94
2.1.2 <i>Materiali da costruzione, vetro e ceramica</i>	99
2.1.3 <i>Il settore metallurgico</i>	101
2.1.4 <i>Il settore chimico</i>	102
2.1.5 <i>Il settore meccanico</i>	105
2.1.6 <i>Il settore agroalimentare</i>	107
2.2 I TRASPORTI	109
2.2.1 <i>Quantità</i>	109
2.2.2 <i>Consumi energetici, emissioni di CO₂ e domanda di mobilità</i>	111
2.2.3 <i>Prezzi</i>	117
2.2.4 <i>Tecnologie</i>	118

2.3 IL SETTORE RESIDENZIALE E TERZIARIO	122
2.3.1 <i>Introduzione</i>	122
2.3.2 <i>Il settore residenziale</i>	123
2.3.2.1 <i>Quantità</i>	123
2.3.2.2 <i>Prezzi</i>	129
2.3.3 <i>Il settore terziario</i>	131
2.3.3.1 <i>Quantità</i>	131
2.3.3.2 <i>Prezzi</i>	135
2.4 L'AGRICOLTURA E LA PESCA	136
2.4.1 <i>Quantità</i>	136
2.4.2 <i>Prezzi</i>	138
2.4.3 <i>Tecnologie</i>	138
2.5 GLI USI NON ENERGETICI DEI COMBUSTIBILI FOSSILI: IL SETTORE PETROLCHIMICO	139
2.5.1 <i>Quantità</i>	139
2.5.2 <i>Prezzi</i>	143
2.5.3 <i>Tecnologie</i>	144
Capitolo 3 - L'OFFERTA DELLE FONTI DI ENERGIA	147
3.1 IL PETROLIO	147
3.1.1 <i>Esplorazione e produzione</i>	149
3.1.2 <i>Importazione ed esportazione</i>	158
3.1.3 <i>Prezzi</i>	160
3.1.3.1 <i>Prezzi del greggio</i>	161
3.1.3.2 <i>Prezzi dei prodotti</i>	163
3.1.3.3 <i>GPL</i>	164
3.1.4 <i>Tecnologie</i>	165
3.1.5 <i>Organizzazione industriale del mercato</i>	166
3.1.5.1 <i>Scorte</i>	167
3.1.5.2 <i>Rete distribuzione carburanti</i>	168
3.1.5.3 <i>Carburanti agricoli</i>	169
3.1.5.4 <i>Trasporti marittimi</i>	170
3.1.5.5 <i>Raffinazione</i>	170
3.2 IL GAS NATURALE	174
3.2.1 <i>Riserve nazionali e produzione</i>	174
3.2.2 <i>Importazione</i>	179
3.2.3 <i>Prezzi</i>	183
3.2.4 <i>Tecnologie</i>	187
3.2.5 <i>Organizzazione industriale del mercato</i>	189
3.2.5.1 <i>Infrastrutture di trasporto</i>	191
3.2.5.2 <i>Tariffe per il trasporto, il dispacciamento del gas naturale e l'utilizzazione di terminali GNL</i>	194
3.2.5.3 <i>Stoccaggio</i>	197
3.2.5.4 <i>Vendita e fiscalità</i>	200
3.2.5.5 <i>Servizi pubblici</i>	202
3.2.5.6 <i>Distribuzione di gas naturale</i>	203
3.3 IL CARBONE	206
3.3.1 <i>Produzione</i>	206
3.3.2 <i>Importazione</i>	207
3.3.3 <i>Esportazione</i>	208
3.3.4 <i>Prezzi</i>	209
3.3.5 <i>Tecnologie</i>	210
3.3.6 <i>Organizzazione industriale del mercato</i>	211
3.4 L'ENERGIA ELETTRICA	214
3.4.1 <i>Produzione</i>	214
3.4.2 <i>Importazione ed esportazione</i>	217
3.4.3 <i>Impatto ambientale</i>	218

3.4.4	Prezzi	219
3.4.5	Tecnologie	222
3.4.6	Organizzazione industriale del mercato	223
3.5	LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	227
3.5.1	Quantità	227
3.5.1.1	Elettricità	227
3.5.1.2	Calore	232
3.5.1.3	Biocombustibili	232
3.5.2	Prezzi	236
3.5.3	Tecnologie	237
3.5.4	Quadro normativo di riferimento e organizzazione industriale del mercato	239
3.5.4.1	Il quadro normativo	239
3.5.4.2	I Certificati verdi	240
3.5.4.3	I programmi nazionali di promozione delle FER	248
3.5.4.4	Il Programma Solare termodinamico dell'ENEA	249
3.6	LA RISORSA "EFFICIENZA ENERGETICA"	251
3.6.1	I decreti del 24 aprile 2001	251
3.6.2	I bandi del Ministero dell'Ambiente (luglio 2002)	252
3.6.3	La proposta di direttiva della Commissione europea sul rendimento energetico degli edifici	253
Capitolo 4 - IL SISTEMA ENERGETICO E L'AMBIENTE		257
4.1	L'IMPATTO AMBIENTALE DEI CICLI ENERGETICI	257
4.2	LE EMISSIONI DI GAS AD EFFETTO SERRA	259
4.2.1	Introduzione	259
4.2.2	Il commercio di emissioni	260
4.2.2.1	Le problematiche operative	260
4.2.2.2	Vincoli, variabili e tipo di obiettivo	260
4.2.2.3	L'integrabilità	262
4.2.2.4	Le prospettive dopo l'uscita USA dal Protocollo di Kyoto	263
4.2.2.5	Italia: il Commercio dei permessi di emissione nella proposta di delibera del CIPE	264
4.2.3	Il settore energetico e le emissioni di gas ad effetto serra	265
4.2.3.1	Le emissioni di CO ₂ dal settore energetico nell'Unione europea	265
4.2.3.2	Le emissioni di CO ₂ dal settore energetico nei principali Paesi europei	267
4.3	L'INQUINAMENTO TRANSFRONTALIERO E LA QUALITÀ DELL'ARIA	277
4.4	ALTRI INQUINANTI	286
4.4.1	I metalli pesanti	286
4.4.2	Il particolato atmosferico	296
4.4.2.1	Le sorgenti antropogeniche del particolato	297
4.4.2.2	Le sorgenti naturali	300
4.4.2.3	Chimica dell'atmosfera	301
4.4.2.4	La nuova legislazione per il PM ₁₀	303
4.4.2.5	Caratterizzazione del particolato atmosferico in area urbana	303
4.5	LA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE E LA VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA	312
4.5.1	La valutazione di impatto ambientale dopo il Decreto Legge 7 febbraio 2002	312
4.5.2	I nuovi impianti di produzione di energia elettrica	312
4.5.3	La valutazione ambientale strategica per le misure energetico-ambientali nei programmi europei di finanziamento	314
4.5.3.1	La procedura VAS	315
4.5.3.2	La VAS nella programmazione dei fondi strutturali	318
4.5.3.3	Le applicazioni in Italia	319

Capitolo 5 – LE POLITICHE ENERGETICO-AMBIENTALI ALLA SCALA REGIONALE E LOCALE ...325

5.1 INTRODUZIONE: LA COLLABORAZIONE TRA STATO E REGIONI NELLA RIFORMA COSTITUZIONALE E NEL RIORDINO DEL SETTORE ENERGETICO	325
5.2 EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO: INDIRIZZI E OBIETTIVI DI REGIONI ED ENTI LOCALI	326
5.2.1 <i>Sviluppo della normativa in campo energetico</i>	326
5.2.2 <i>Valutazione degli obiettivi regionali in attuazione di politiche di contenimento dei gas serra</i>	332
5.2.3 <i>Settore centrali termoelettriche</i>	333
5.3 PROGRAMMI REGIONALI, FONTI RINNOVABILI E RISPARMIO ENERGETICO, ATTUAZIONE DECRETI	340
5.3.1 <i>Fonti rinnovabili</i>	340
5.3.1.1 Tetti fotovoltaici	340
5.3.1.2 Sistemi solari termici	344
5.3.1.3 Programmi utilizzando gli introiti della "Carbon tax"	344
5.3.2 <i>Efficienza energetica</i>	346
5.3.3 <i>Settore trasporti</i>	349
5.4 PIANIFICAZIONE ENERGETICO-AMBIENTALE REGIONALE	355
5.4.1 <i>Aspetti generali</i>	355
5.4.2 <i>Struttura e metodologia per il Piano energetico-ambientale</i>	356
5.4.2.1 Documento di studio per il Piano	356
5.4.2.2 Piano energetico-ambientale regionale	357
5.4.3 <i>Piani Energetici Comunali e Provinciali</i>	360
5.4.4 <i>Agenda 21 locale: lo stato dell'arte</i>	361
5.5 SITUAZIONE ENERGETICA A LIVELLO REGIONALE	364
5.5.1 <i>Bilanci energetici regionali</i>	364
5.5.2 <i>Valutazione generale</i>	365
5.5.3 <i>Indicatori regionali di efficienza energetica</i>	372
APPENDICE 5A: I FONDI STRUTTURALI	374
APPENDICE 5B: AGENZIE LOCALI PER L'ENERGIA E RETE RENAEL	388

Cap. 6 - LE TECNOLOGIE DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA E LE SPESE PER LA RICERCA 395

6.1 L'EVOLUZIONE DELLE TECNOLOGIE ENERGETICHE	395
6.1.1 <i>Le tecnologie di utilizzo dei combustibili fossili</i>	396
6.1.1.1 Impianti convenzionali con turbine a vapore	396
6.1.1.2 Impianti a ciclo combinato con turbina a gas	397
6.1.1.3 Impianti di gassificazione dei combustibili solidi	398
6.1.1.4 Impianti a letto fluido	399
6.1.1.5 Cicli di generazione ad emissioni estremamente basse	400
6.1.1.6 Celle a combustibile	400
6.1.2 <i>Le tecnologie di utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili</i>	403
6.1.2.1 Impianti idroelettrici	403
6.1.2.2 Impianti geo-termoelettrici	404
6.1.2.3 Centrali eoliche	405
6.1.2.4 Sistemi fotovoltaici	405
6.1.2.5 Impianti a concentrazione solare	408
6.1.2.6 Il programma dell'ENEA per la produzione di energia ad alta temperatura mediante sistemi solari a concentrazione	409
6.1.2.7 Impianti per l'utilizzo della biomassa	411
6.1.2.8 Idrati di metano	412
6.1.3 <i>L'idrogeno vettore energetico per la riduzione dei gas serra</i>	413
6.1.3.1 Generalità	413
6.1.3.2 Produzione	413
6.1.3.3 Trasporto e accumulo	416
6.1.3.4 Utilizzo	416
6.1.3.5 Sicurezza ed accettabilità delle tecnologie	417

6.1.3.6 Il progetto Vettore Idrogeno dell'ENEA	417
<i>6.1.4 La generazione distribuita di energia elettrica</i>	418
6.1.4.1 Generalità	418
6.1.4.2 Economie di scala	418
6.1.4.3 Fonti energetiche e tecnologie di generazione distribuita	418
6.1.4.4 L'impatto ambientale	419
6.1.4.5 Cogenerazione	420
6.1.4.6 La situazione in UE, USA e Giappone	421
6.1.4.7 Confluenza fra tecnologie energetiche e del trasporto	422
<i>6.1.5 Lo stato di attuazione dei programmi di sviluppo delle tecnologie termo-nucleari</i>	422
6.2 IL QUADRO DELLA RICERCA, LA RIPARTIZIONE DELLE RISORSE, LE SPESE NEL SETTORE ENERGETICO	424
<i>6.2.1 Le priorità nell'allocazione delle risorse</i>	424
<i>6.2.2 Le fonti di finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo in Italia</i>	425
6.2.2.1 Confronti internazionali	426
6.2.2.2 La spesa per la ricerca in Italia: quadro nazionale e regionale	430
<i>6.2.3 Gli investimenti per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore dell'energia</i>	435
6.2.3.1 Spese governative	435
6.2.3.2 Spese delle imprese	437
<i>6.2.4 Le nuove linee guida per la politica scientifica e tecnologica del Governo</i>	439
<i>6.2.5 La ricerca e lo sviluppo tecnologico per il settore energetico nelle azioni della Commissione europea</i>	442
<i>6.2.6 La ricerca e la struttura produttiva</i>	444
Appendice 1 - ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA DEGLI EVENTI 2001-2002	449
Appendice 2 - ATTUAZIONE DEL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS	461
GLOSSARIO	477
UNITÀ DI MISURA	483

INTRODUZIONE

Uno sguardo al quadro energetico complessivo conferma la situazione descritta nel precedente Rapporto, senza alterazioni sostanziali delle tendenze di fondo.

A causa del rallentamento del ciclo economico internazionale e, principalmente, per la caduta della domanda negli Stati Uniti, nel 2001 i consumi di energia sono cresciuti poco: meno di un punto percentuale sull'anno precedente.

Le persistenti tensioni internazionali sono la causa principale delle fluttuazioni del prezzo del petrolio, che ha raggiunto anche i 30 dollari per barile. Esse però non sono state in grado di prevalere sulla debolezza della congiuntura economica. Uno sfioramento delle quote di produzione è stato infatti sufficiente a riportare la quotazione all'interno della fascia di 22-28 dollari per barile, durante gli ultimi mesi del 2002. Per il contemporaneo rafforzamento della moneta comune sulla divisa statunitense, la discesa delle quotazione risulta ancora più significativa se osservata in euro.

La crescita della domanda di energia nell'Unione europea è stata leggermente più sostenuta, superando il punto percentuale. In Italia il consumo lordo di energia ha raggiunto, nel 2001, 188 Mtep, in crescita dell'1,5% sull'anno precedente ed in linea quindi con le dinamiche complessive dell'area economica di riferimento.

Probabilmente la più importante novità che si registra nel settore a livello nazionale riguarda il disegno di legge di riordino del settore energetico, messo a punto dal Ministero delle attività produttive ed approvato dal Consiglio dei Ministri il 13 settembre 2002. Si tratta di un complesso di norme che tenta di riequilibrare i rapporti tra poteri centrali, Autorità e Regioni in materia di energia e che si propone di completare i processi di liberalizzazione dei mercati, per altro già avviati nella precedente Legislatura. La riforma del Titolo V della Costituzione, avendo posto la materia energetica fra quelle a legislazione concorrente fra Stato e Regioni, richiede di fatto la formulazione di principi fondamentali cui il Legislatore dovrà attenersi, e la ridefinizione dei ruoli fra i diversi livelli decisionali. Il DdL Marzano è illustrato nel capitolo I del Rapporto, dopo un richiamo alla legge costituzionale che ha modificato il Titolo V della Costituzione.

Anche il Rapporto di quest'anno, in continuità con i documenti precedenti, analizza l'evoluzione della domanda e dell'offerta di energia, il fattore ambientale, il processo di decentramento amministrativo ed il suo impatto sempre più rilevante e gli orizzonti della ricerca tecnologica, anche basandosi sul fondamentale supporto statistico dei dati energetici ed ambientali (Volume II).

Nel capitolo I, già richiamato, si descrivono quei parametri chiave del quadro macroeconomico, energetico ed ambientale a livello internazionale ed europeo e la loro relazione con il sistema italiano, evidenziando il vincolo sopranazionale e la globalità delle tematiche in questione. Quest'anno ritroviamo nel capitolo la descrizione delle implicazioni sul sistema nazionale delle misure di politica energetica adottate a livello dell'Unione europea e dello stato di attuazione delle direttive per i mercati dell'elettricità e del gas. Esso riporta inoltre alcuni commenti relativi alle nuove proposte di direttive in preparazione alla Commissione europea, e alle misure adottate per la sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Nel capitolo II si precisa la struttura energetica nazionale, con la descrizione della domanda di energia, riferita ai riconoscibili settori dell'industria, dei trasporti, del residenziale e terziario, dell'agricoltura e della pesca. Quest'anno viene anche discussa l'incidenza delle spese per l'energia sulle famiglie italiane e sull'indice dell'inflazione.

Il capitolo III aggiorna lo stato dell'offerta delle fonti: petrolio e gas naturale, carbone, elettricità e rinnovabili. Di rilievo, nel documento di quest'anno, la descrizione della direttiva europea sull'elettricità da fonti rinnovabili e la stato di attuazione dei titoli di efficienza energetica.

Nel capitolo IV sono illustrate le implicazioni ambientali dei cicli energetici, i livelli di emissione dei gas climalteranti e le emissioni in atmosfera delle altre sostanze, seguendo una metodologia che richiama gli stessi indicatori utilizzati in sede europea.

Le politiche dell'energia e dell'ambiente dal punto di vista delle regioni e delle realtà decentrate sono trattate nel capitolo V, che tende ad evidenziare i diversi livelli decisionali che intervengono nel settore. Il REA 2002 affronta nello specifico tutte le implicazioni che la riforma del Titolo V della Costituzione ha comportato per il potere decisionale a livello regionale e degli enti locali, e pone in luce alcune possibili situazioni da chiarire ulteriormente.

Nel capitolo VI è affrontato il punto sulla situazione dell'offerta delle tecnologie energetiche e sulle risorse impegnate nell'attività di ricerca e sviluppo tecnologico. In esso si riportano gli impegni nazionali sulle diverse linee di attività e si colgono alcuni degli aspetti più rilevanti degli investimenti effettuati in ricerca e sviluppo nel settore energetico, anche a livello comunitario.

Una prima appendice sugli eventi che hanno scandito l'anno 2002 e una seconda sul livello di recepimento delle Direttive europee in materia di energia chiudono il volume.

Pietro Menna

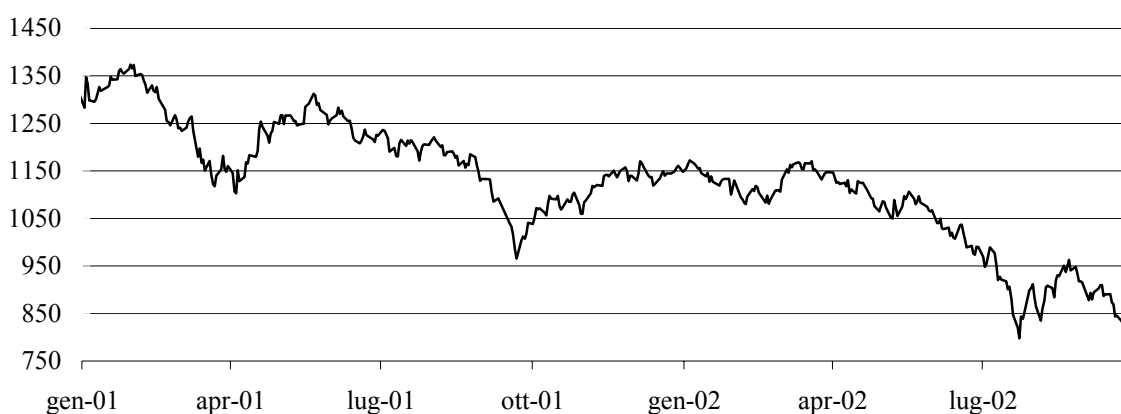
CAPITOLO 1 - IL QUADRO DI RIFERIMENTO

CAPITOLO 1 - IL QUADRO DI RIFERIMENTO

1.1 L'EVOLUZIONE DELL'ECONOMIA MONDIALE

L'anno 2001 segna il momento di rottura del duraturo ciclo espansivo americano che aveva contribuito a sostenere gran parte della domanda mondiale negli anni precedenti. Nel corso dell'anno il sovrapporsi di eventi negativi, in parte ereditati dal 2000, come il rialzo del prezzo del petrolio e il progressivo esaurirsi della fase espansiva del ciclo degli investimenti, ha inciso marcatamente sull'attività economica mondiale. Il rallentamento degli Stati Uniti si è diffuso rapidamente sul resto dell'economia mondiale, con una velocità acuita dalle correzioni registrate dai mercati azionari e tale da impedire il sovrapporsi dell'Europa come locomotiva del commercio mondiale. Come nel *boom* del 2000, infatti, i movimenti dei mercati finanziari hanno contribuito a rendere sincroni i cicli economici delle diverse aree. Nel complesso, la crescita media annua dell'economia mondiale si attesta al 2,2%, di circa un punto percentuale al di sotto della crescita media dell'ultimo ventennio. In questo quadro, gli eventi tragici dell'11 settembre 2001 hanno impresso una forte accelerazione alle dinamiche recessive, trascinando l'economia mondiale verso una spirale di sfiducia e incertezza protrattasi anche nel 2002. Difficile imputare a singoli fattori le cause di un simile rallentamento, piuttosto ascrivibile all'inversione di circoli virtuosi che in passato avevano sostenuto la fase prolungata di espansione. Semmai, si possono segnalare gli andamenti del prezzo del petrolio, l'instabilità internazionale e gli scandali societari come fattori al contorno, che hanno rafforzato e prolungato il decorso del rallentamento ciclico. Difatti, anche il 2002 si configura come un anno di bassa crescita, in cui l'atteso rilancio del ciclo viene disatteso, trasferendo al 2003 un'eredità fatta di poche luci e molte ombre (figura 1.1).

Figura 1.1 - Indice Standard & Poor's 500



Fonte: Elaborazioni REF su dati Thomson Financial Datastream

1.1.1 Le caratteristiche del rallentamento del 2001

La dimensione internazionale degli *shock* verificatisi nel corso del 2001 ha avuto come principale effetto quello di frenare sensibilmente gli scambi internazionali. Complessivamente, il commercio mondiale ha registrato una contrazione rispetto all'anno precedente del -0,1%, frutto sia del rallentamento della domanda nei principali paesi industrializzati, sia dei conflitti internazionali emersi nella seconda parte dell'anno. Il volume

delle importazioni si è ridotto dell'1,3% mentre l'*export* ha registrato una contrazione dell'1,1%.

La debolezza della domanda mondiale ha continuato a pesare sui corsi delle materie prime non energetiche, diminuiti complessivamente nell'ultimo trimestre del 2001 del 7,4%, rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente; è calato soprattutto il prezzo dei metalli (-15%), più sensibile all'andamento del ciclo. Il prezzo del petrolio si è fortemente ridotto nello stesso periodo, scendendo fino a 19 dollari per barile (qualità Brent), circa 6 dollari in meno rispetto ai livelli del trimestre precedente (figura 1.2).

Un contributo significativo al rallentamento mondiale è sicuramente stato apportato dall'esaurimento del ciclo espansivo americano.

La revisione dei dati di contabilità nazionale colloca nel marzo del 2001 il punto d'inizio della fase negativa negli Stati Uniti. Gli eventi dell'11 settembre hanno acuito il deterioramento iniziato nella seconda metà del 2000, determinando nello stesso mese una caduta dei consumi. L'intonazione espansiva della politica economica, sia monetaria che di bilancio però, è riuscita, almeno in una prima fase, a ristabilire la fiducia dei mercati, in caduta libera da diversi mesi. Nell'ottobre 2001 i consumi riprendevano a crescere, favorendo l'incremento dell'attività produttiva nell'ultimo trimestre dell'anno. Il 2001 si chiudeva quindi nel quarto trimestre con un'accelerazione del Pil pari al 2,7%, che spegneva la fase di recessione. Nel complesso, la crescita media dell'anno risultava quasi nulla e le importazioni crollavano del 3% rispetto all'anno precedente, come effetto dell'ampia correzione osservata sulla spesa per investimenti.

Figura 1.2 - Prezzo del petrolio. Anno 2001 (US\$/barile)



Fonte: Elaborazioni REF su dati Thomson Financial Datastream

Dopo due anni di modesta crescita, il Giappone è ritornato in recessione nel 2001, evidenziando la presenza di significativi problemi di ordine strutturale che minano una definitiva ripresa dell'attività economica. In particolare, le condizioni del sistema bancario, oberato da una crescente mole di crediti inesigibili, hanno indotto il Governo a non escludere un intervento di ricapitalizzazione del settore. La persistenza della deflazione ha aumentato le pressioni sulla Banca centrale per interventi di politica monetaria di segno espansivo, anche con strumenti e operazioni non convenzionali: l'acquisto da parte della Banca centrale non solo di titoli pubblici a lungo termine, ma anche di obbligazioni private, azioni, attività immobiliari o titoli esteri. L'attivismo dell'autorità monetaria si è reso necessario per controllare le ampie oscillazioni che hanno interessato lo yen. Alla fine del 2001, risentendo del peggioramento della situazione economica, la moneta nipponica si è indebolita. Ciò ha

favorito un recupero dell'*export* che, nonostante ciò, in media d'anno è crollato di quasi 9 punti percentuali rispetto al 2000 (tabella 1.1).

Tabella 1.1 - Pil ed interscambio con l'estero. Variazione media annua. Anni 2000-2001 (%)

	2000			2001		
	Pil	Importazioni	Esportazioni	Pil	Importazioni	Esportazioni
<i>Economie avanzate</i>	3,8	11,8	12,0	0,8	-1,3	-1,1
USA	3,8	13,2	9,7	0,3	-2,9	-5,4
<i>Area euro</i>	3,5	11,3	12,4	1,5	1,2	2,7
Giappone	2,4	9,2	13,7	-0,3	-0,8	5,0
<i>Economie asiatiche di nuova industrializzazione</i>	8,5	16,5	17,6	0,8	-6,0	-3,1
<i>Paesi in via di sviluppo</i>	5,7	16,8	15,3	3,9	1,9	2,4
Africa	3,0	4,2	6,5	3,5	4,6	1,0
Asia	6,7	23,3	22,7	5,6	2,5	1,6
Medio Oriente	6,1	14,7	7,0	1,5	0,0	3,8
America latina	4,0	12,6	11,3	0,6	1,2	3,3
<i>Economie in transizione</i>	6,6	-	-	5,0	-	-
Europa centrale ed orientale	3,8	-	-	3,0	-	-
Ex Unione Sovietica	8,4	-	-	6,3	-	-
Mondo	4,7	12,6*		2,2	-0,1*	

* Commercio mondiale

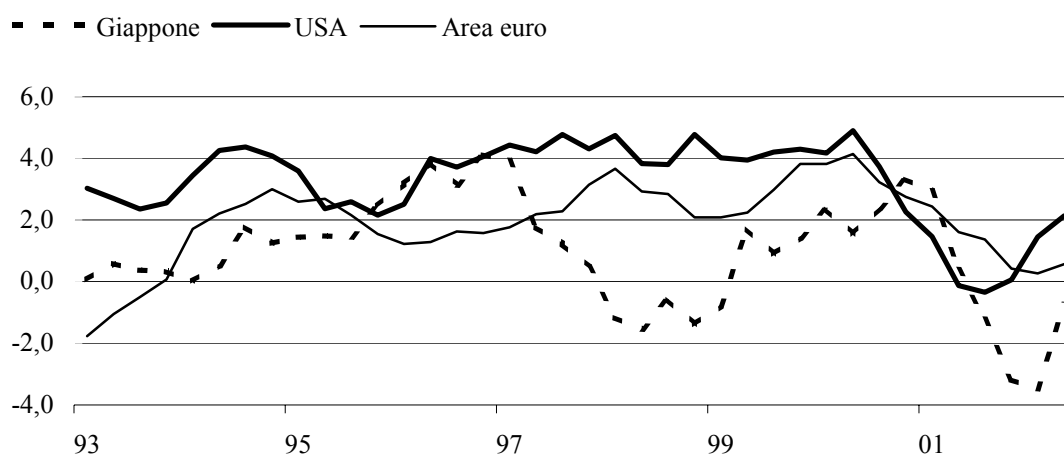
Fonte: IMF, World Economic Outlook, ottobre 2002

Nell'area euro il prodotto è cresciuto nel 2001 dell'1,5%, meno della metà dell'anno precedente (3,5%).

I dati di contabilità nazionale relativi all'ultimo trimestre del 2001 hanno evidenziato una variazione congiunturale negativa del prodotto interno lordo pari allo 0,2%, ascrivibile alla contrazione degli investimenti (-0,8%), al decumulo delle scorte (con un contributo alla variazione del Pil del -0,2%) e al mancato supporto di consumi (+0,1% rispetto al periodo precedente) e domanda estera.

Il rallentamento dell'attività economica complessiva nel quarto trimestre e nel corso del 2001 in generale ha riflesso in ampia misura gli andamenti del settore industriale. A questo è venuto meno, perdurante la scarsa domanda interna, il contributo estero, sebbene il calo dell'*export* sia stato meno marcato rispetto ad altri paesi. Sull'economia europea hanno gravato altresì il mix di politiche non del tutto espansive, vincolate da un lato da problemi di bilancio per le principali economie dell'area, dall'altro dalla persistente difficoltà a ricondurre l'inflazione sotto l'obiettivo fissato dalla Banca centrale europea (figura 1.3).

Figura 1.3 - Pil reale. Variazioni tendenziali. Anno 2001 (%)



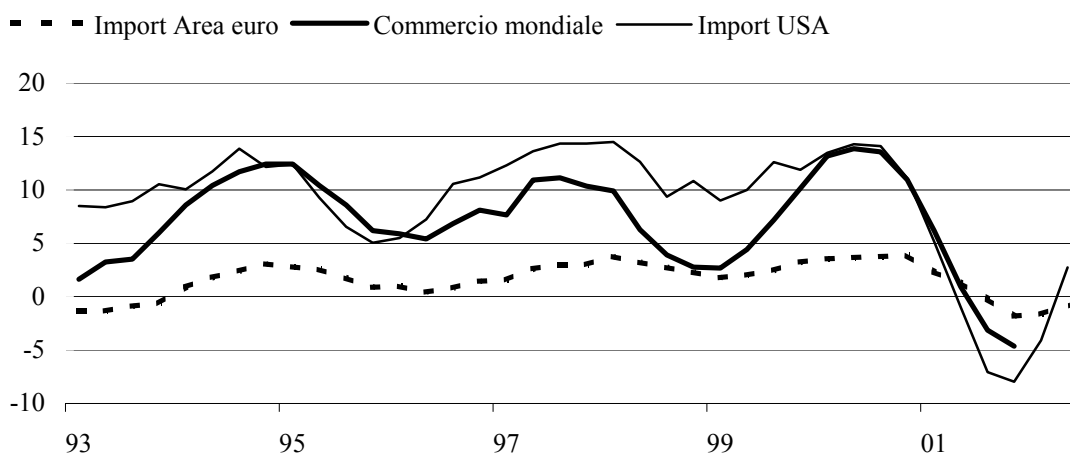
Fonte: Elaborazioni REF su dati Thomson Financial Datastream

Nella seconda metà del 2001 nelle economie emergenti l'attività produttiva ha complessivamente decelerato, risentendo della debolezza della domanda nei paesi industrializzati.

In Asia produzione ed esportazioni, che nei primi tre trimestri erano diminuite, si sono stabilizzate negli ultimi mesi dell'anno. Il rallentamento della domanda nei paesi industriali, nella prima metà del 2001, si era infatti riflesso in un peggioramento della congiuntura nelle economie emergenti. Negli ultimi mesi dell'anno, però, sono giunti segnali incoraggianti dai paesi dell'Asia.

La stabilizzazione nel quarto trimestre del 2001 della domanda di beni d'investimento negli Stati Uniti ha favorito le esportazioni di molti paesi asiatici (figura 1.4). Ne hanno tratto particolare beneficio Taiwan, Singapore, Filippine e Malesia. Nella Corea del Sud, dove le diverse componenti dell'*export* si sono bilanciate, la crescita è stata sostenuta soprattutto dalla domanda interna. Grazie al basso grado di apertura dell'economia, l'impatto del rallentamento mondiale sulla Cina e sull'India è stato limitato. Nonostante il calo delle esportazioni, infatti, in entrambi i paesi la crescita è rimasta elevata nella seconda parte del 2001. In diversi paesi dell'area, in particolare Cina e Corea del Sud, lo scorso anno come già nel precedente biennio, gli avanzi delle partite correnti sono rimasti elevati, è proseguita l'accumulazione di riserve e il debito estero è stato ridotto in misura significativa, indicando un notevole progresso in termini di stabilità finanziaria dell'area. Ne è conseguito, nella prima parte del 2002, un crescente afflusso di capitali che ha sostenuto, in controtendenza con il resto del mondo, una dinamica positiva dei corsi azionari.

Figura 1.4 - Commercio mondiale. Variazioni tendenziali. Anno 2001 (%)



Fonte: Elaborazioni REF su dati Thomson Financial Datastream e OCSE

In Argentina, dopo tre anni di recessione, all'inizio del 2002 il nuovo Governo ha annunciato l'abbandono del regime di *currency board* e la sospensione del servizio del debito estero, imponendo forti restrizioni ai prelievi dai depositi bancari. Dall'11 febbraio 2002 il cambio fluttua liberamente e, alla fine di giugno 2002, la moneta argentina viene quotata a 3,8 unità per dollaro, corrispondente ad un deprezzamento del 74%.

Il precipitare della crisi economica e finanziaria era stato scontato con largo anticipo dai mercati, contribuendo a limitare il contagio finanziario nelle principali economie dell'area. I rischi di ripercussioni attraverso i canali tradizionali del commercio non sono dissipati e le prospettive di crescita dell'America latina rimangono legate alla ripresa negli Stati Uniti e alla possibilità di finanziare, a costi non proibitivi, il disavanzo esterno.

In Brasile la fase di debolezza del ciclo, iniziata nella seconda parte del 2001, sembra essersi stabilizzata nel primo trimestre del 2002 grazie al rallentamento della caduta dei consumi e alla forte correzione delle importazioni di beni strumentali. Di fatto l'attività produttiva, segnalata dall'indicatore di produzione industriale, ha continuato il suo declino anche nella prima parte del 2002. Nonostante il rallentamento dell'attività a partire dalla seconda metà del 2001, l'avanzo primario di bilancio ha superato nell'anno il valore previsto nel programma concordato con il Fondo Monetario Internazionale in settembre, in occasione della concessione di un nuovo credito *stand-by*. Gli investimenti diretti dall'estero sono rimasti sostenuti e la bilancia commerciale ha segnato un avanzo di 2,6 miliardi di dollari. La divisa brasiliana, che dall'inizio del 2001 a ottobre si era deprezzata nei confronti del dollaro del 28%, nei primi mesi del 2002 si è rafforzata del 14%, per poi riprendere una fase di progressivo deprezzamento (18% rispetto ai massimi d'inizio 2002).

Al fine di contrastare le pressioni sul cambio e sui prezzi la Banca centrale, nonostante l'indebolimento dell'economia, ha mantenuto tassi d'interesse elevati, frenando le spinte verso la ripresa. Il legame dell'economia brasiliana con quella argentina è causa del differenziale pagato dai titoli brasiliani in dollari rispetto a quelli analoghi statunitensi, anche se tale divario è andato riducendosi rispetto all'11 settembre 2001.

In Messico l'economia ha risentito fortemente della recessione negli Stati Uniti: nel secondo semestre il Pil è caduto dell'1,6% rispetto allo stesso periodo del 2000. Tuttavia, la fermezza delle politiche monetaria e di bilancio, unitamente ai primi segnali di ripresa dell'economia statunitense, hanno favorito una riduzione del premio al rischio sulle obbligazioni pubbliche in dollari, da 4,1 a 2,8 punti percentuali, e un leggero apprezzamento

del cambio col dollaro. A conferma del miglioramento delle condizioni economiche, il 7 febbraio l'agenzia *Moody's* ha deciso di migliorare la valutazione del debito pubblico messicano.

In Russia la produzione industriale ha cominciato a rallentare dal quarto trimestre del 2001, mentre sono rimasti sostenuti gli acquisti dei residenti, nonostante la flessione del prezzo del petrolio. Quest'ultima, sommandosi all'incremento delle importazioni, ha contribuito a ridurre l'avanzo delle partite correnti. Il bilancio pubblico, già in attivo nel 2000, ha continuato a migliorare nel 2001.

1.1.2 Le tendenze del 2002

Il ciclo economico del 2002 ruota pesantemente intorno alle evoluzioni dell'economia americana, essendo l'area euro incapace di sostituirsi come locomotiva mondiale e il Giappone ancora invischiato in un contesto di deflazione. Viceversa, non sembra aver avuto un forte impatto la risalita del prezzo del petrolio, che dai minimi di gennaio ha sfiorato a settembre i 30 dollari al barile.

Gli indicatori congiunturali relativi alla prima parte del 2002 avevano confermato la robustezza della ripresa americana, segnalando un recupero sostanziale dell'attività manifatturiera e una tenuta della spesa delle famiglie su livelli di poco inferiori ai massimi. Di contro, lo scoppio di scandali finanziari successivi al fallimento della Enron e il ridimensionamento delle aspettative degli operatori sui profitti aziendali avevano innescato una stagione di forti correzioni sui mercati azionari. Di fatto, la caduta dei corsi azionari ha costituito la minaccia più seria alla robustezza della ripresa, minando sia il proseguimento di una dinamica favorevole dei consumi, sostenuti dalla ricchezza immobiliare delle famiglie, sia il ritorno all'espansione degli investimenti.

Contestualmente la politica monetaria ha mantenuto un'intonazione marcatamente espansiva, in considerazione del fatto che l'inflazione *core* non mostrava segnali di accelerazione.

A partire dal terzo trimestre del 2002, però, hanno trovato conferma le preoccupazioni di un peggioramento. In particolare, l'inasprimento delle tensioni in Medio Oriente e il prospettarsi di uno scontro bellico in Iraq, si sono sommati alla revisione dei dati di contabilità USA, contribuendo a frenare il consolidamento del quadro macroeconomico in corso. Nel caso europeo, inoltre, non si è ancora esaurito l'effetto del passaggio all'euro sulle percezioni d'inflazione, mentre in Giappone sono emersi rischi di fallimento nel settore bancario. Complessivamente, pertanto, la fiducia è crollata dappertutto.

Negli Stati Uniti i dati di contabilità riferiti al secondo trimestre evidenziano, nonostante il valore deludente della crescita, una sostanziale tenuta del ciclo, specie se si considerano gli andamenti dei mercati finanziari. Tra le singole voci, spicca il buon progresso dei consumi delle famiglie e il rallentamento della caduta degli investimenti. Si riduce, invece, il contributo della spesa pubblica e quello fornito dalla ricostituzione delle scorte. Nel terzo trimestre, gli indicatori congiunturali quantitativi, quali vendite al dettaglio e produzione industriale, preannunciano un graduale miglioramento del ritmo di crescita rispetto al trimestre precedente, anche se il mese di settembre potrebbe compromettere o comunque attenuare tale risultato. Nel corso dei mesi estivi, infatti, le rilevazioni sul clima di fiducia delle imprese e delle famiglie hanno registrato un marcato deterioramento, i cui effetti dovrebbero cominciare a manifestarsi proprio a partire dal mese di settembre. Il trimestre si è chiuso quindi in frenata, a testimonianza dei gravi problemi strutturali che l'economia USA ha ereditato, e ancora non totalmente assorbito: deficit estero, sovraesposizione finanziaria, indebitamento di famiglie ed imprese.

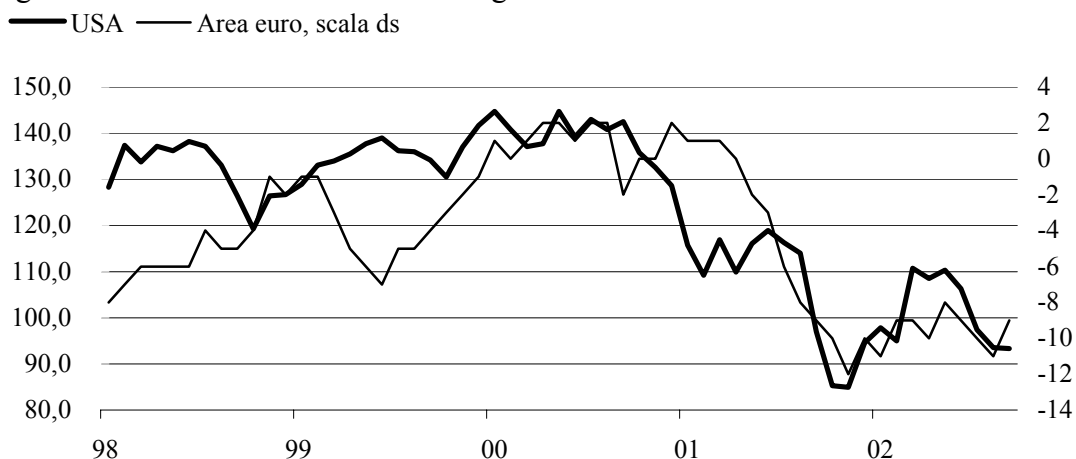
Anche l'economia giapponese si è quasi stabilizzata nella prima metà del 2002, nonostante la persistente debolezza della domanda interna e la marcata incertezza sulle prospettive del ciclo internazionale. I dati di contabilità nazionale per il secondo trimestre 2002 hanno evidenziato una modesta crescita del Pil (0,5% rispetto al trimestre precedente), ascrivibile principalmente al contributo delle esportazioni. L'andamento delle esportazioni ha infatti continuato a beneficiare del miglioramento della domanda estera, alimentata principalmente dal processo di ricostituzione dei magazzini; tuttavia, la conclusione del ciclo delle scorte e le nuove incertezze sulla ripresa dell'economia mondiale lasciano prevedere un nuovo rallentamento nella dinamica delle esportazioni. Difatti, a seguito dei consistenti spostamenti di capitali dagli Stati Uniti, lo yen ha registrato una fase di rapido apprezzamento, arginato solo in parte da interventi anche coordinati delle principali Banche centrali. L'apprezzamento della moneta domestica rappresenta un rischio consistente per le speranze di ripresa dell'economia, costituendo sia un freno alla politica monetaria inflazionistica, sia un peggioramento della competitività delle merci giapponesi nello scenario internazionale. A questi fattori, infine, si somma l'esaurirsi delle risorse di bilancio, dopo anni di stimoli fiscali, limitate anche dal vincolo all'emissione di titoli deciso dal Governo lo scorso anno.

Per quanto riguarda la domanda interna, i consumi non hanno ancora dato segnali di ripresa, a causa delle severe condizioni del mercato del lavoro e della persistente deflazione che induce a procrastinare le spese. Gli investimenti pubblici sono inoltre attesi rimanere deboli a causa dei tagli operati nel *budget* statale per l'anno fiscale 2002. Il declino sperimentato degli investimenti privati durante tutto il 2001, invece, si è pressoché arrestato nel corso del secondo trimestre del 2002. L'incremento delle esportazioni e la conseguente accelerazione dell'attività produttiva nella prima parte del 2002 hanno avuto un impatto positivo sulla dinamica dei profitti delle aziende, che dopo i minimi dell'anno passato hanno cominciato a dare segnali di miglioramento. Un nuovo rallentamento dell'attività economica, tuttavia, non è da escludere per i prossimi mesi a causa dei fattori di incertezza che caratterizzano l'attuale fase del ciclo internazionale.

Gli indicatori qualitativi avevano disegnato per l'economia dell'area euro nel primo trimestre dell'anno un quadro meno sfavorevole. Tuttavia, al rimbalzo osservato nei giudizi delle imprese non ha fatto seguito un pari recupero dell'attività industriale, sia per l'affievolirsi dell'entità della ripresa internazionale, sia per la perdurante debolezza della domanda interna.

A fronte di un primo ottimismo delle imprese, infatti, le indagini relative ai consumatori hanno evidenziato ancora un clima di fiducia piuttosto debole, indice di uno spiccato grado di incertezza circa l'evoluzione del quadro macroeconomico. Dopo il minimo di novembre, il clima di fiducia dei consumatori ha fatto registrare un andamento altalenante, dapprima con una lieve tendenza al miglioramento, in particolare per le componenti relative alle aspettative delle famiglie circa la situazione economica generale e ai timori di disoccupazione, successivamente declinante (figura 1.5).

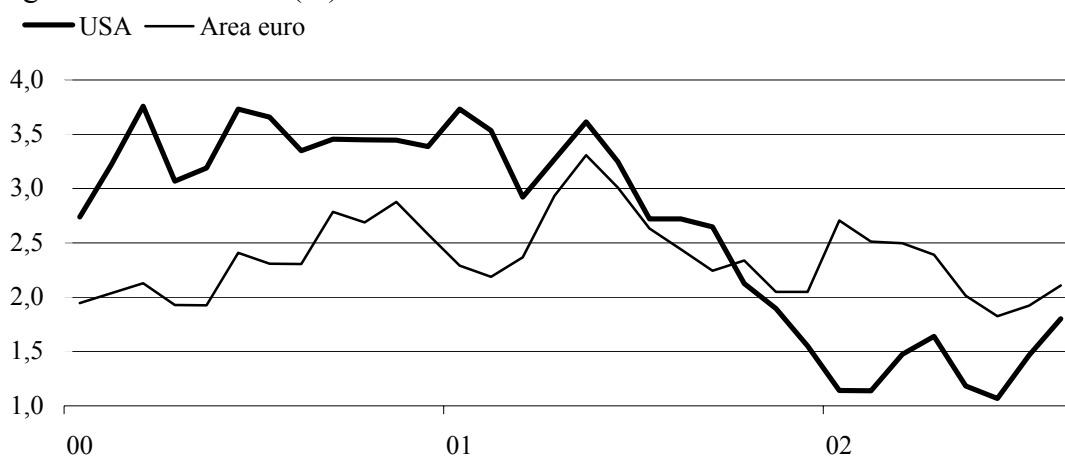
Figura 1.5 - Clima di fiducia delle famiglie



Fonte: Elaborazioni REF su dati Thomson Financial Datastream

A condizionare i risultati delle rilevazioni sul clima di fiducia delle famiglie sono stati, oltre agli attentati del settembre 2001, gli effetti inflazionistici del passaggio all'euro. I consumatori, infatti, hanno percepito livelli dell'inflazione forse eccessivi rispetto a quelli realmente verificatisi (figura 1.6).

Figura 1.6 - Inflazione (%)



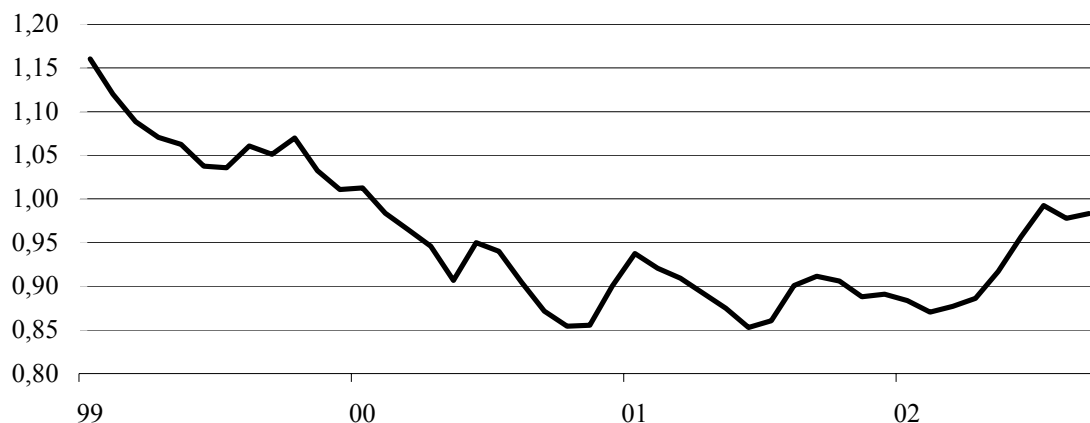
Fonte: Elaborazioni REF su dati Thomson Financial Datastream

Tuttavia, dato lo scollamento tra i giudizi riferiti all'inflazione passata e a quella futura, il fenomeno era apparso essere di natura transitoria.

Ancorché occasionale, questo elemento ha concorso a determinare il nuovo rallentamento della spesa privata avvenuto in Europa ad inizio 2002. Ne dovrebbe conseguire che il superamento dei fattori transitori che hanno frenato le decisioni di spesa delle famiglie potrebbe condurre ad un irrobustimento della dinamica dei consumi. Scorrendo le singole componenti delle rilevazioni presso le famiglie europee, però, tale momento sembra essere rinviato nel tempo, giacché l'indicatore relativo alle intenzioni di spesa in beni durevoli ha evidenziato una forte caduta. Almeno nel breve non appaiono ancora le condizioni per un superamento della fase di debolezza dei consumi europei.

Un ruolo cruciale nella determinazione degli andamenti osservati a cavallo del biennio 2001-2002 e di quelli che si potranno registrare in seguito d'anno è svolto dalla dinamica del cambio. Dopo avere oscillato tra valori compresi tra 0,91 e 0,88 dollari per euro negli ultimi due mesi del 2001, alla fine di gennaio la valuta europea è scesa fino a 0,858 dollari; successivamente tale tendenza si è invertita fino al raggiungimento della parità con la moneta statunitense (figura 1.7).

Figura 1.7 - Cambio dollaro-euro



Fonte: Elaborazioni REF su dati Thomson Financial Datastream

Le implicazioni per l'economia dell'area sono duplici. Da un lato, la passata debolezza della moneta unica ha arginato il calo dell'*export* dovuto alla domanda internazionale, dall'altro ha acuito i problemi inflazionistici determinati dalle merci importate denominate in dollari. Un'eventuale stabilizzazione del cambio su livelli elevati come quelli raggiunti a metà 2002 potrebbe significare uno scambio tra i fattori della ripresa, con i consumi che compensano parziali spiazzamenti dell'*export*. Tuttavia, anche per l'area euro, fondamentale risulta essere il decorso che avranno i corsi azionari nella seconda parte dell'anno, dopo le ampie correzioni osservate negli ultimi due anni.

Nel corso del 2002 le economie dei principali paesi emergenti hanno subito solo parzialmente il rallentamento del ciclo internazionale, cui si è però aggiunto un significativo arretramento degli investimenti diretti verso questi paesi a causa della forte incertezza regnante sui mercati finanziari.

Le economie asiatiche, che si erano già distinte nella prima parte dell'anno, hanno visto progressivamente migliorare le principali componenti della crescita, confermandosi come l'area più dinamica all'interno del ciclo mondiale. Tuttavia, anche in quest'area si è riflesso il deterioramento della fiducia sui mercati azionari, annullando i guadagni delle borse della prima parte dell'anno e segnalando una fuoriuscita di capitali. Ne è conseguito un indebolimento dei cambi, che ha solo parzialmente compensato, via esportazioni, il generale rallentamento dei consumi. Di fatto, come risposta alla minore domanda, l'attività manifatturiera ha segnato una lieve flessione in corrispondenza dei mesi estivi.

Si è protratta invece la fase di debolezza dell'America latina, su cui si è scaricata pesantemente la crisi dei mercati finanziari. Sia Argentina che Brasile hanno fatto registrare pesanti correzioni di borsa, evidenziando una forte dipendenza dal mercato USA. Il deflusso di capitali occorso ha inficiato le probabilità di un recupero della domanda interna, mentre i livelli di estrema debolezza dei cambi hanno favorito una tenuta dell'*export* nonostante il calo della domanda internazionale.

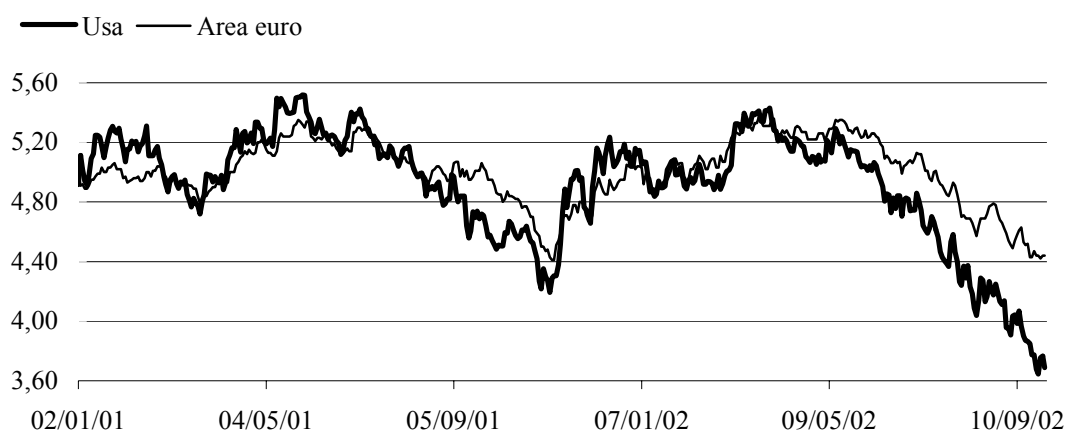
1.1.3 Le prospettive future

Le prospettive per il prossimo anno scontano lo scaricarsi degli effetti dell'ampia correzione dei titoli azionari sulle dinamiche dell'economia reale e contemplan come maggior rischio lo scoppio della guerra in Iraq.

Per gli Stati Uniti, esaurendosi i fattori temporanei di sostegno alla domanda, l'effetto del calo borsistico dovrebbe farsi sentire sia sui consumi che sull'attività produttiva. Le anticipazioni emergenti dalle rilevazioni sul clima di fiducia di imprese e soprattutto famiglie, assieme all'ennesima contrazione del "superindice", dovrebbero riflettersi in una chiusura d'anno piatta. Tale scenario di correzione degli squilibri dovrebbe favorire un ripristino della fiducia nei mercati azionari e una risalita dei tassi d'interesse a lungo termine (figura 1.8), ma è soggetto al rischio che un eventuale conflitto bellico faccia precipitare i corsi borsistici e, a cascata, conduca l'economia in recessione.

Per l'area euro il prosieguo dell'anno sarà determinato dall'azione contrapposta di almeno tre fattori. In primo luogo, difficilmente si assisterà ad un rapido assorbimento della percezione di un aumento permanente del livello dei prezzi, data anche l'attuale quotazione del Brent. Tuttavia, i consumi potrebbero tenere il passo del trimestre precedente, giacché su di essi si sono già scaricati gli effetti dei crolli azionari e la fiducia delle famiglie dovrebbe migliorare in seguito al recupero previsto nei mercati borsistici europei. In secondo luogo, il ciclo espansivo guidato dalle esportazioni si attenuerà alla luce del previsto indebolimento della domanda statunitense e asiatica e del rafforzamento dell'euro, frenando il già debole recupero dell'attività manifatturiera. Nel complesso i due effetti dovrebbero compensarsi nell'alimentare la domanda, risolvendosi in un'invarianza del tasso di crescita di quest'ultima, ma in uno scambio nelle componenti.

Figura 1.8 - Tassi d'interesse decennali



Fonte: Elaborazioni REF su dati Thomson Financial Datastream

Un eventuale conflitto bellico costituirebbe per l'area euro un ulteriore tassello volto ad incrementare le tensioni inflazionistiche, oltre che un pericoloso elemento d'incertezza all'interno di mercati finanziari già falciati dalla crisi di fiducia.

Complessivamente le prospettive macroeconomiche lasciano trasparire uno scenario di sostanziale debolezza ciclica, non di recessione, in cui le principali economie si confrontano con gli elementi strutturali avversi ereditati dal recente passato: inflazione e conti pubblici nell'area euro, sovraesposizione finanziaria e indebitamento di famiglie e imprese negli Stati Uniti.

1.2 DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA

1.2.1 La domanda e il fabbisogno: una prima valutazione delle dinamiche

Nel 2001 i consumi hanno registrato una variazione anno su anno molto limitata, pari a solo lo 0,7%, dopo che nel 2000 i consumi mondiali di energia primaria erano cresciuti del 2,2%, un tasso significativamente più elevato di quello medio registrato nel decennio precedente. Il contraccolpo registrato nella domanda energetica si spiega soprattutto con il rallentamento del ciclo economico internazionale: da una crescita del 4,6% nel 2000, il tasso di crescita del reddito mondiale è passato al 2,5% (al di sotto dei tassi di crescita medi registrati negli anni Novanta, superiori ai tre punti percentuali). La caduta dei consumi energetici è principalmente da ascrivere alla domanda degli USA dove i consumi energetici si sono nettamente contratti: -1,5% nel confronto anno su anno. Al netto della domanda USA, la domanda energetica mondiale ha registrato di fatti un incremento dell'1,4%, sostanzialmente allineato alla tendenza del decennio.

Il contributo delle diverse aree del mondo alla dinamica aggregata si è dunque significativamente modificato (tabella 1.2).

È positiva la dinamica dell'Unione europea, nonostante il rallentamento economico che si è evidenziato anche per quest'area; l'incremento dei consumi del 2,1% è superiore al tasso di crescita registrato tra il 2000 ed il 1999 e al tasso medio tenuto negli anni Novanta. In quest'area si è arrestata nel corso dell'ultimo anno la tendenza di lungo periodo alla riduzione dell'intensità.

L'Asia ha mostrato tassi di crescita dei consumi energetici lievemente inferiori a quelli tenuti nel decennio precedente (+2,8%): pur avendo risentito del peggioramento del ciclo, il reddito ha continuato ad espandersi a tassi prossimi ai sei punti percentuali, ma si è contestualmente verificata una marcata flessione dell'intensità energetica. Il Medio Oriente registra invece una crescita dei consumi a tassi superiori al punto percentuale, notevolmente inferiori a quelli esibiti nell'anno e nel decennio precedente (quando si situavano intorno al 4%). I consumi energetici dei paesi dell'America centrale e meridionale sono infine cresciuti di circa un punto percentuale, in linea con il più ridotto incremento del reddito, che ha risentito dell'intenso rallentamento economico che ha interessato la regione, dovuto non solo al peggioramento del ciclo mondiale, ma anche alla crisi che ha colpito una delle maggiori economie dell'area, l'Argentina.

Nelle economie in transizione, la forte crescita economica della Russia non ha impedito un incremento più debole dei consumi. Se il reddito aumenta infatti del 4%, i consumi energetici registrano un incremento di poco superiore al punto percentuale. Si è infatti notevolmente ridotta l'intensità energetica, che nel corso degli anni Novanta era invece aumentata essenzialmente per la profonda caduta del Pil seguita al crollo delle economie ex-sovietiche.

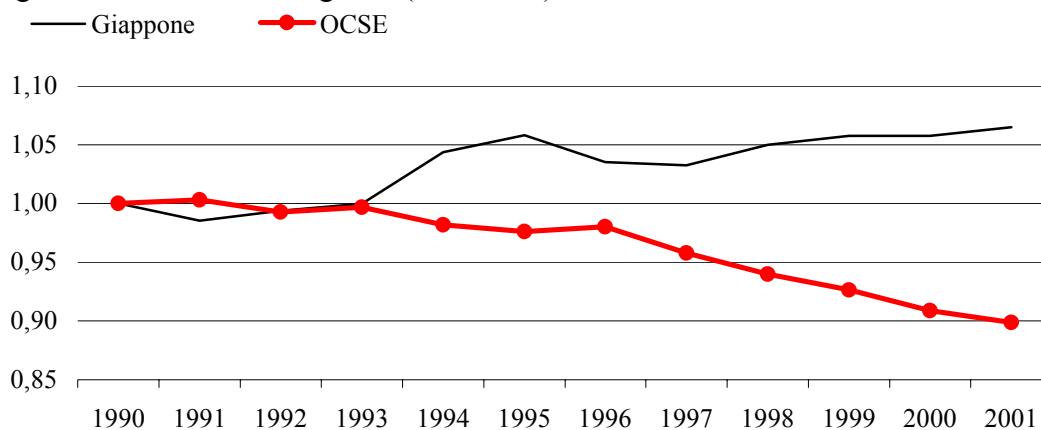
Tabella 1.2 - Domanda di energia primaria e Pil. Variazioni % medie annue									
	<i>Domanda di energia</i>			<i>Pil</i>			<i>Intensità tep/'000\$ (a prezzi 1995, con PPPs)</i>		
	Media 92-2001	2000	2001	Media 92-2001	2000	2001	1992	2000	2001
<i>Paesi industrializzati</i>									
USA	1,6	2,9	-1,4	3,4	4,1	1,3	0,279	0,245	0,238
Unione europea	1,0	0,1	2,0	2,0	4,5	1,4	0,185	0,166	0,166
Giappone	1,6	1,5	0,2	0,8	1,5	-0,5	0,156	0,166	0,167
Altre economie avanzate	3,1	2,5	1,0	3,8	6,1	1,5	0,273	0,256	0,253
<i>Paesi in via di sviluppo</i>									
America centr. meridionale	3,1	3,4	1,3	3,0	3,9	1,4	0,149	0,151	0,151
Africa	1,8	2,1	-0,1	2,7	2,7	2,8	0,165	0,156	0,151
Asia Pvs	3,4	2,2	2,8	5,3	6,5	4,9	0,220	0,165	0,160
Medio Oriente e Turchia	3,7	5,8	1,3	3,1	6,6	-2,1	0,306	0,323	0,324
<i>Paesi in transizione</i>									
Europa centrale e orientale	-3,1	1,0	-1,1	1,2	4,6	3,7	0,525	0,399	0,380
Federazione russa	-2,4	1,9	1,3	-2,1	8,3	4,0	0,546	0,546	0,532
Totale mondo	1,4	2,2	0,7	4,2	5,3	3,0	0,246	0,211	0,207
Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.									

1.2.2 Fabbisogno per unità di prodotto e pro capite

A livello mondiale, il *trend* assunto dal fabbisogno per unità di prodotto è stato decrescente lungo tutto l'arco del decennio. Una maggiore disaggregazione per area geografica ed economica mostra però andamenti differenziati in base al livello di industrializzazione raggiunto.

Il più alto reddito delle economie avanzate ha permesso l'adozione di tecnologie di utilizzo energetico sempre più ridotto, consentendo così una caduta dell'intensità energetica durante l'intero decennio. Il Giappone costituisce la maggior eccezione: il fabbisogno per unità di prodotto è infatti notevolmente accresciuto fino a metà degli anni Novanta, per poi stabilizzarsi su un livello lievemente superiore a quello di inizio decennio. L'aumento dell'intensità è riconducibile ai tassi di crescita molto bassi, se non addirittura negativi, che l'economia giapponese ha registrato nel corso del passato decennio (figura 1.9).

Figura 1.9 - Intensità energetica (1990=100)



Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

L'intensità energetica dei paesi in via di sviluppo e delle economie in transizione è invece cresciuta nella prima metà del decennio, per poi ridursi nella seconda metà. L'andamento è stato particolarmente marcato per l'Africa, mentre per i paesi mediorientali il fabbisogno per unità di prodotto è rimasto pressoché stabile. In America centromeridionale l'intensità energetica si è inizialmente ridotta, ma negli ultimi anni la tendenza si è capovolta. La Federazione russa, oltre ad avere un fabbisogno per unità di prodotto superiore a quello della media mondiale, ha anche esibito un *trend* fortemente crescente per larga parte del decennio, in particolare negli primi anni, a causa delle gravi difficoltà economiche successive alla disintegrazione dell'Unione Sovietica. Solo negli ultimi anni il fabbisogno si è ridotto. I paesi asiatici, di nuova industrializzazione, hanno invece sperimentato nel corso del decennio la maggior riduzione dell'intensità energetica, grazie alla crescita molto vivace del Pil.

Nonostante tra paesi industrializzati, economie in transizione e paesi in via di sviluppo persistano differenze nei livelli di fabbisogno per unità di prodotto, si osserva in generale un avvicinamento delle economie meno avanzate verso i più bassi livelli di intensità registrati dai paesi industrializzati. Calcolando più correttamente l'intensità con riferimento ai Pil convertiti con la parità di potere d'acquisto, invece che con tassi di cambio fissi¹, le differenze vengono

¹ Per il calcolo dell'intensità di ogni area è stato necessario aggregare i Pil dei paesi appartenenti all'area. Perché questi siano aggregabili, occorre che siano espressi nella stessa valuta (in questo caso, \$ USA). Qui, i Pil sono a prezzi 1995 e convertiti in un'unica unità di conto mediante il ricorso alle parità di potere d'acquisto (*purchasing*

però ridotte, dato il maggior valore del reddito dei Paesi in via di sviluppo rispetto alle economie avanzate.

La varianza tra i livelli di fabbisogno per unità di prodotto delle diverse aree tende a ridursi dopo essere cresciuta nei primi anni del decennio considerato. Il calo della varianza è ancora più marcato una volta che si esclude la Federazione russa che, sia come livelli sia come andamenti, rappresenta un'eccezione rispetto al resto del mondo. Si può così ravvisare una possibile convergenza, dato che la diminuzione dell'intensità da parte delle economie avanzate ha rallentato, mentre Asia ed Europa centrale, che influiscono notevolmente sull'andamento totale, non hanno arrestato la loro tendenza alla riduzione (tabella 1.3).

Tabella 1.3 - Fabbisogno energetico per unità di prodotto*

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<i>Paesi industrializzati</i>										
USA	0,279	0,280	0,272	0,269	0,268	0,261	0,252	0,248	0,245	0,238
Unione europea	0,185	0,185	0,181	0,179	0,183	0,177	0,175	0,171	0,166	0,166
Giappone	0,156	0,157	0,164	0,166	0,162	0,162	0,165	0,166	0,166	0,167
<i>Altre economie avanzate</i>	0,273	0,278	0,275	0,270	0,273	0,272	0,269	0,264	0,256	0,253
<i>Paesi in via di sviluppo</i>										
America centr. meridionale	0,149	0,146	0,147	0,148	0,150	0,148	0,152	0,152	0,151	0,151
Africa	0,165	0,159	0,167	0,169	0,162	0,162	0,161	0,156	0,156	0,151
Asia Pvs	0,220	0,215	0,207	0,206	0,202	0,192	0,181	0,172	0,165	0,160
Medio Oriente e Turchia	0,306	0,311	0,322	0,323	0,330	0,320	0,323	0,323	0,323	0,324
<i>Paesi in transizione</i>										
Europa centrale e orientale	0,525	0,502	0,493	0,483	0,477	0,444	0,432	0,414	0,399	0,380
Federazione russa	0,546	0,568	0,580	0,579	0,588	0,563	0,587	0,581	0,546	0,532
Totale mondo	0,246	0,243	0,237	0,234	0,233	0,225	0,221	0,216	0,211	0,207

*: Tep/'000\$ (a prezzi 1995 con PPPs)

Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

I consumi energetici pro capite a livello mondiale si sono marginalmente ridotti nel decennio compreso tra il 1990 e il 2001.

Anche in questo caso l'andamento medio a livello mondiale nasconde però dinamiche piuttosto diversificate tra paesi industrializzati, paesi in via di sviluppo ed economie in transizione. Nei primi, i consumi pro capite sono aumentati, in taluni casi anche notevolmente, a causa di una bassa crescita della popolazione di questi paesi. Nell'Unione europea e in Giappone i tassi medi annui di incremento registrati negli anni Novanta sono solo marginalmente positivi (+0,3 e +0,2%, rispettivamente). Un po' più vivace la crescita della popolazione di Stati Uniti e delle altre economie avanzate (che includono oltre agli Stati europei non appartenenti all'UE anche alcuni paesi asiatici, l'Australia e la Nuova Zelanda), dove i tassi di crescita medi annui sono superiori al punto percentuale. Ad ogni modo, anche in questi paesi la dinamica dei consumi energetici totali è stata superiore a quella della popolazione, determinando un incremento non trascurabile dei consumi pro capite.

power parities, PPPs), il cui uso è maggiormente raccomandabile per compiere confronti significativi. L'utilizzo dei tassi di cambio, infatti, tende ad esasperare i differenziali di reddito esistenti tra economie avanzate e paesi meno sviluppati. Con il ricorso alla parità di potere d'acquisto, definita come il numero di unità di una valuta estera necessarie per acquistare l'identica quantità di beni e servizi nel mercato locale che si potrebbero comprare con una valuta di riferimento (in genere, un dollaro) nel paese di riferimento (gli Stati Uniti), si tiene conto della differenza internazionale di prezzi per uno stesso paniere di beni e servizi. Mediante l'utilizzo della parità di potere d'acquisto il Pil dei paesi in via di sviluppo e delle economie in transizione "vale di più", dato il minor costo della vita (e quindi il maggior potere d'acquisto delle valute locali) relativamente agli Stati Uniti, considerati come riferimento. Dato il maggior valore del reddito relativamente alle economie avanzate, la misura dell'intensità dei PVS è più bassa, anche se persiste un *gap* rispetto ai paesi industrializzati.

Occorre osservare come a registrare incrementi siano le aree che esibiscono livelli di consumi pro capite pari a più del doppio (nel caso dell'Unione europea) o a quasi cinque volte (nel caso degli USA) la media mondiale.

Tra i paesi in via di sviluppo l'Asia, il Medio Oriente e l'America centromeridionale hanno registrato un aumento, sebbene contenuto, dei consumi pro capite, dati gli alti tassi di crescita medi dei consumi totali esibiti negli anni Novanta, superiori ai tassi di crescita medi della popolazione, peraltro elevati (prossimi ai due punti percentuali all'anno). L'Africa, invece, a causa dell'intensa dinamica di sviluppo della popolazione (i tassi medi di crescita nel decennio 1990-2000 sono stati del 2,5% annuo), ha conosciuto una sostanziale stagnazione dei consumi pro capite. Le economie in transizione hanno infine sperimentato una netta flessione dei consumi pro capite, a causa della riduzione dei consumi totali, che nel corso degli anni Novanta si sono contratti a tassi medi annui intorno al -3% (tabella 1.4).

Tabella 1.4 - Domanda di energia e popolazione

	Media annua 1992-2001 (%)		Consumi procapite*	
	Domanda di energia	Popolazione	1992	2001
<i>Paesi industrializzati</i>				
USA	1,6	1,2	7,48	7,72
Unione europea	1,0	0,3	3,58	3,81
Giappone	1,6	0,2	3,64	4,12
<i>Altre economie avanzate</i>	3,1	1,1	4,73	5,64
<i>Paesi in via di sviluppo</i>				
America centr. meridionale	3,1	1,6	0,89	1,02
Africa	1,8	2,5	0,27	0,25
Asia Pvs	3,4	1,5	0,42	0,49
Medio Oriente e Turchia	3,7	2,1	1,35	1,56
<i>Paesi in transizione</i>				
Europa centrale e orientale	-3,1	0,0	2,83	2,12
Federazione russa	-2,4	-0,3	5,13	4,23
Totale mondo	1,4	1,4	1,45	1,45

*Mtep/milioni abitanti

Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

1.2.3 Domanda e offerta per fonti

La domanda rallenta per tutte le diverse fonti considerate; dinamiche abbastanza differenziate si riscontrano comunque soprattutto tra petrolio da un lato (domanda in stagnazione) e gas naturale e carbone dall'altro (in moderato aumento). Sull'evoluzione dei consumi mondiali di gas naturale e carbone un'importanza rilevante ha rivestito la domanda USA. La crescita della domanda di gas naturale è stata in aggregato molto contenuta (+0,4%), con un arretramento significativo rispetto al *trend* crescente degli ultimi anni del decennio. Se si esclude tuttavia la domanda statunitense, il tasso d'incremento s'innalza al 2,1%, un valore in linea con quello medio del decennio, pur essendo ancora influenzato dalla caduta dei consumi nella Federazione russa. La domanda di carbone registra, per il secondo anno consecutivo, un incremento, confermando l'interruzione nel *trend* discendente della seconda metà degli anni Novanta. Sono in particolare i paesi in fase di accelerato sviluppo come Cina ed India, ma anche gli altri paesi asiatici di nuova industrializzazione, dove sono localizzate quote rilevanti delle riserve di carbone, che ne hanno di molto accresciuto la produzione. Questa è complessivamente aumentata nel 2001 ad un tasso quadruplo rispetto alla domanda. Tra le fonti primarie un incremento superiore alla media ha registrato anche la domanda di elettricità prodotta tramite energia nucleare (+2,7% nel confronto con il 2000); si è ridotta

invece complessivamente del 3,6% la domanda di energia idroelettrica nel 2001, responsabile soprattutto il forte contenimento della produzione nel Nord America.

Quanto alla struttura dell'offerta nel 2001, mentre aumenta la quota di petrolio prodotta dalla Federazione russa, quella prodotta dagli USA rimane costante e si riduce la quota del Medio Oriente. Tale modifica può essere ricondotta ai tagli alla produzione decisi dal cartello dei paesi OPEC nel primo semestre dell'anno. La quota di produzione di gas naturale del Medio Oriente è aumentata, mentre si riduce la porzione della Federazione russa, che però resta il maggior produttore di gas naturale.

Data l'evoluzione in prospettiva della domanda per fonti e la distribuzione delle riserve tra le aree del mondo, potranno esserci modifiche strutturali anche non trascurabili. Appare probabile un aumento nella dipendenza dell'America del Nord, attualmente uno dei maggiori produttori sia di petrolio che di gas naturale, dai paesi con le maggiori riserve energetiche. Più del 65% delle riserve mondiali di petrolio e il 36% di quelle di gas naturale si trova infatti nel Medio Oriente, a fronte di un contributo alla produzione, rispettivamente, del 29,8% e del 9,3% nel 2001.

La produzione di petrolio negli Stati Uniti, ad esempio, è quasi completamente destinata ad un uso interno (gli USA esportano solo il 2% del petrolio mondiale), e comunque non è sufficiente a soddisfare la domanda interna. Le importazioni USA nel 2001, che rappresentano più del 25% del totale, sono cresciute ad un tasso prossimo al 5% nonostante la contrazione dei consumi complessivi, segnalando una crescente dipendenza dall'estero (tabelle 1.5 e 1.6).

Tabella 1.5 - Quote di riserve accertate e produzione per area geografica. Anno 2001 (%)

	<i>Petrolio</i>		<i>Gas naturale</i>	
	riserve	produzione	riserve	produzione
<i>Nord America</i>	3,5	13,7	4,4	28,7
USA	2,9	10,1	3,2	21,5
<i>Sud e Centro America</i>	11,7	15,1	5,1	5,8
Venezuela	7,4	5,1	2,7	1,3
<i>Europa</i>	1,8	8,9	3,1	11,6
<i>Ex Unione Sovietica</i>	6,2	11,8	36,2	27,5
Russia	4,6	9,6	30,7	21,9
<i>Medio Oriente</i>	65,3	29,5	36,1	9,2
Iran	8,5	5,3	14,8	2,4
Arabia Saudita	24,9	11,6	4,0	2,2
<i>Africa</i>	7,3	10,4	7,2	5,2
Nigeria	2,3	3,1	2,3	0,6
<i>Asia</i>	4,2	9,2	7,9	9,5
Cina	2,3	4,5	0,9	1,2
Totale	100	100	100	100
-OCSE	8,1	28,7	9,6	43,9
-non OCSE	91,9	71,3	90,4	56,1

Fonti: BP Statistical Review of World Energy 2002 (riserve), Enerdata s.a. (produzione)

Tabella 1.6 - Domanda di fonti primarie per area geografica. Anni 1991 e 2001

% sul totale mondiale	Petrolio		Gas naturale	
	1991	2001	1991	2001
America del Nord	26,7	28,3	29,2	27,8
America Latina	8,0	9,1	4,4	5,8
Europa occidentale	19,9	19,4	14,6	17,8
Europa centrale e orientale	15,5	7,3	36,8	25,5
Medio Oriente	5,0	5,5	4,6	8,2
Africa	3,0	2,9	1,8	2,3
Asia e Oceania	22,0	27,7	8,4	12,6
Totale	100	100	100	100

Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

1.2.4 Petrolio

Nonostante tra il 2000 ed il 2001 il suo peso si sia lievemente ridotto, il petrolio soddisfa più del 38% del fabbisogno energetico mondiale, rimanendo quindi la principale materia prima utilizzata al mondo. Nel decennio 1991-2001 la domanda mondiale di petrolio è aumentata dell'11,5%, passando da poco più di 3.100 milioni di tonnellate del 1991 a quasi 3.500 milioni nel 2001. Il tasso medio annuo di crescita dei consumi è stato superiore all'1%. I consumi non si sono contratti nemmeno tra il 1992 ed il 1993, quando sono rimasti tutt'al più stagnanti, per poi crescere fino al 1997, anno in cui l'incremento annuo è rallentato a causa della caduta dei consumi asiatici (-2,5% tra 1997 e 1998 dopo aver esibito tassi di crescita medi superiori al 7%).

Nel 2001 i consumi di greggio si sono mantenuti sui livelli del 2000, con un tasso di variazione tendenziale del +0,1%, a causa del rallentamento economico di fine anno, che pur originato negli Stati Uniti ha toccato come abbiamo visto anche le altre regioni.

Due andamenti opposti hanno influenzato la dinamica dei consumi di petrolio. Il maggiore consumatore mondiale, gli Stati Uniti, ha registrato una diminuzione anno su anno dello 0,7%, mentre Unione europea e Cina (rispettivamente, il secondo ed il quarto consumatore mondiale) hanno mantenuto tassi di crescita positivi. Il Giappone, terzo consumatore mondiale, seguendo la tendenza evidenziatasi nella seconda metà del decennio, ha registrato una netta contrazione dei consumi per la recessione economica da cui è stato colpito. Si riduce la domanda di petrolio dei paesi asiatici, interrompendo così la fase di accelerazione sperimentata dopo la crisi del 1997; quella dei paesi mediorientali rimane invece ferma (tabella 1.7).

I maggiori produttori di petrolio restano i paesi del Medio Oriente, con un contributo di circa il 30% all'offerta mondiale, seguiti dall'America del Nord. Cresce l'importanza di altri produttori, come la Federazione russa, che nel 2001 ha prodotto quasi il 10% del petrolio totale (tabella 1.8). La quota prodotta dall'Arabia Saudita, il maggior produttore al mondo, è scesa nel 2001 di quasi mezzo punto, raggiungendo l'11,6%.

Le riserve restano sui livelli del 2000; questo va attribuito in parte alla riduzione delle attività di esplorazione e perforazione verificatesi a seguito della caduta dei prezzi dei prodotti petroliferi tra il 1998 e l'inizio del 1999, che ha quindi limitato l'apertura di nuovi pozzi. Si riducono in particolare le riserve dei paesi industrializzati, utilizzate per evitare eccessivi rialzi dei prezzi a seguito delle decisioni del cartello dei paesi OPEC di contingentare l'offerta: è possibile immaginare un inasprimento dei rapporti di dipendenza con i paesi esportatori.

Nella prima metà del 2001 c'erano timori di insufficienza dell'offerta rispetto ad una domanda prevista comunque in crescita (anche se contenuta), a causa di annunci di tagli nella produzione da parte dei paesi OPEC, il che aveva comportato un rialzo dei prezzi. Nell'ultimo trimestre, invece, in seguito al manifestarsi del rallentamento economico negli Stati Uniti ed alla forte flessione della domanda per carburante a causa della crisi del settore aereo seguita agli attacchi terroristici dell'11 settembre, le prospettive sui consumi mondiali si sono fortemente ridimensionate e di conseguenza sono calati i prezzi (figura 1.10).

Tabella 1.7 - Consumi di petrolio per area geografica

	2001	1992-2001	2000-2001
	Migliaia di tonnellate	Variazione media annua (%)	Variazione annua (%)
America del Nord	980.687	1,64	-0,81
America latina	316.128	2,37	0,68
Europa Occidentale	661.370	0,64	2,29
Europa centrale ed orientale	254.519	-5,24	2,76
Medio Oriente	190.564	1,60	0,94
Africa	100.901	0,75	-1,06
Asia	918.388	3,18	-1,57
Totale	3.465.327	1,14	0,08
di cui: OCSE	2.172.049	1,19	0,13
non OCSE	1.293.435	1,04	0,00

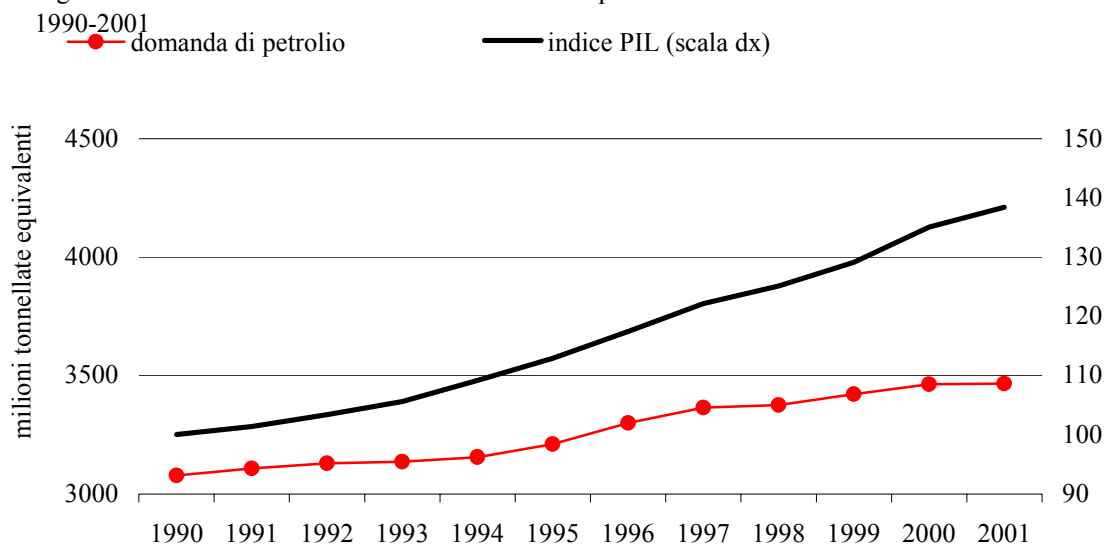
Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

Tabella 1.8 - Produzione mondiale di petrolio per area geografica

%	Quote		Variazione media annua	
	2001	1992	1992-2001	2000-2001
America del Nord	13,7	16,2	-0,5	-0,1
America latina	15,1	12,9	3,0	1,8
Europa occidentale	8,9	7,4	3,3	-2,0
Eurtopa centrale e orientale	12,1	14,4	-0,6	7,8
Medio Oriente	29,5	28,2	1,8	-3,4
Africa	10,4	10,4	1,2	-1,0
Asia	9,2	9,5	0,9	-0,3
Totale	100	100	1,3	-0,3
di cui: OPEC	40,9	39,9	1,5	-2,5
OCSE	28,7	29,6	0,9	-0,4

Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

Figura 1.10 - Evoluzione del Pil e della domanda di petrolio nel mondo. Anni



Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

1.2.5 Gas naturale

Il peso del gas naturale sul fabbisogno energetico mondiale resta costante. Il gas naturale rimane dunque la terza fonte per livello di utilizzo, di poco inferiore al carbone. Nell'ultimo decennio si è assistito quasi ovunque ad una parziale sostituzione del petrolio con il gas naturale, con la sola eccezione dell'America del Nord, dove il rapporto tra gas naturale e greggio è rimasto costante.

I consumi di gas naturale sono cresciuti ad un tasso maggiore di quelli del petrolio. Nel corso degli anni Novanta il tasso d'incremento medio annuo è stato dell'1,9% (mentre per il petrolio è stato pari ad un più contenuto 1,1%) (tabella 1.10). L'accelerazione nella seconda metà del decennio è attribuibile all'aumento della domanda da parte dell'Unione europea (terzo consumatore mondiale) e soprattutto dell'ex Unione Sovietica (secondo consumatore dopo gli Stati Uniti), che nella prima parte del decennio ha registrato tassi di variazione negativi, a causa delle difficoltà economiche.

Nel 2001 la domanda mondiale di gas naturale ha bruscamente decelerato, registrando un incremento anno su anno solo marginale, pari allo 0,4%, dopo aver esibito un tasso di crescita pari al 4,6% nel 2000 (figura 1.11). Tale andamento complessivo è da ricondurre alla forte contrazione dei consumi statunitensi (-4,4%), che rappresentano oltre un quarto della domanda mondiale, ed alla stagnazione dei consumi dell'area dell'ex Unione Sovietica, fattori che insieme compensano l'espansione della domanda dell'Unione europea (+2,6%) e dell'Asia (+4,3%) (tabella 1.10).

Nel 2001 la produzione mondiale, pur decelerando anch'essa, è cresciuta rispetto all'anno precedente ad un tasso superiore alla domanda (+1,5%) (tabella 1.11). I principali produttori restano l'ex Unione Sovietica e gli Stati Uniti, che contribuiscono rispettivamente con il 27,5% e il 21,5% alla produzione mondiale.

Aumenta la quota di produzione detenuta dal Medio Oriente, che però non supera il 10%. Questi paesi sono quelli che peraltro registrano il maggiore tasso di crescita della produzione sui livelli del 2000, a causa dell'espansione di Arabia Saudita, Qatar e soprattutto Oman (che pur rappresentando solo lo 0,5% della produzione mondiale, ha incrementato i

volumi prodotti di circa il 60% tra 2001 e 2000). Diversamente, la Federazione russa, che contribuisce per oltre il 27%, ha registrato una contrazione della propria produzione dello 0,5% rispetto all'anno precedente.

Tabella 1.10 - Consumi di gas naturale per area geografica
(migliaia di tonnellate equivalenti)

	2001	<i>Variazione media annua (%)</i>	
		1992-2001	2000-2001
America del Nord	574.669	1,0	-4,3
America latina	119.486	4,7	3,1
Europa occidentale	369.199	4,1	3,1
Ex Unione Sovietica	471.433	-1,7	-0,5
Medio Oriente	169.476	7,2	4,5
Africa	47.776	4,1	6,5
Asia	236.258	6,1	4,3
Totale	2.068.457	1,9	0,4
di cui: Unione europea	348.328	3,8	2,6
OCSE	1.117.697	2,5	-0,7

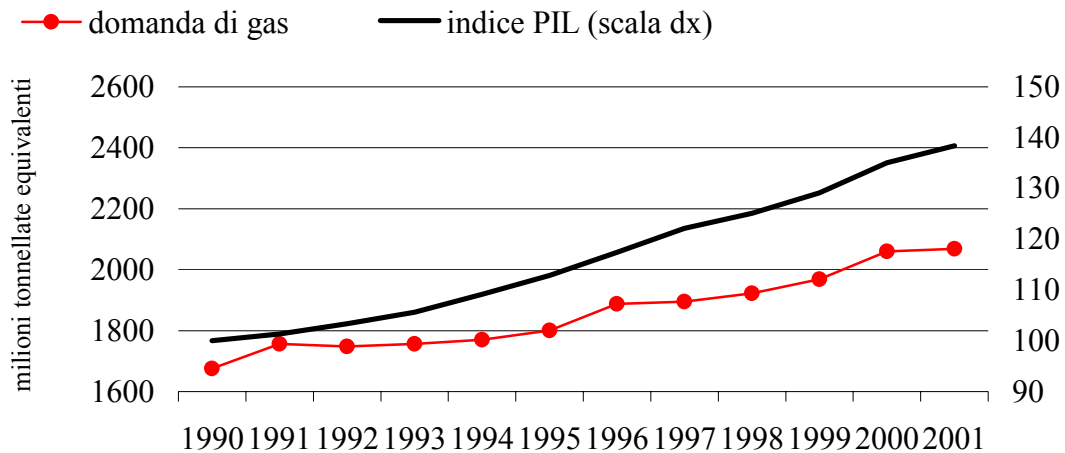
Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

Tabella 1.11 - Produzione di gas naturale per area geografica

%	<i>Quote</i>		<i>Variazione media annua</i>	
	2001	1992	1992-2001	2000-2001
America del Nord	28,7	29,9	1,7	1,7
America latina	5,8	4,5	5,2	2,4
Europa occidentale	11,6	10,2	3,6	2,0
Ex Unione Sovietica	27,5	35,6	-0,8	-0,5
Medio Oriente	9,2	5,4	8,3	6,7
Africa	5,2	3,9	5,4	1,5
Asia	9,5	7,6	4,8	1,2
Totale	100	100	2,1	1,5
di cui: Unione europea	9,2	8,7	2,8	0,9
OCSE	43,9	43,3	2,3	1,7

Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

Figura 1.11 - Evoluzione del Pil e della domanda di gas naturale nel mondo. Anni 1990-2001



Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

1.2.6 Carbone

Il carbone è la seconda fonte di energia utilizzata a livello mondiale. Nel 2001 circa un quarto del fabbisogno energetico complessivo è stato soddisfatto con il carbone. In alcuni paesi come Cina, India, Sud Africa e Polonia, il carbone, che soddisfa più del 50% del fabbisogno energetico, è ancora il combustibile principale. In Cina, ad esempio, il carbone è usato principalmente per riscaldamento e per la produzione di vapore in cicli industriali, oltre che negli altiforni del settore siderurgico, mentre in India l'uso principale è la generazione di elettricità. Si tenga presente che questi paesi sono tra i maggiori produttori al mondo di carbone e, in alcuni casi, sono anche quelli dove si trova un'elevata porzione delle riserve mondiali.

Nel 2001 la crescita dei consumi di carbone è stata elevata, soprattutto in considerazione delle dinamiche esibite dalle altre fonti (tabella 1.13): l'incremento è stato infatti dell'1,7%. Negli USA, i cui consumi rappresentano circa un quarto di quelli mondiali, il carbone è utilizzato prevalentemente per la generazione elettrica. Nel 2001, a causa del rallentamento economico, i consumi elettrici si sono ridotti e i consumi di carbone sono rimasti praticamente fermi. Un altro grande consumatore, l'Unione europea, che conta per il 9% della domanda, ha registrato un calo dei consumi di carbone (-1,5%). Tale decremento, però, non va attribuito tanto al rallentamento economico, quanto ad una tendenza, già in atto da oltre un decennio, di sostituzione di fonti, dovuta soprattutto a preoccupazioni di tipo ambientale (figura 1.12).

La crescita dei consumi nel 2001 è quindi sostenuta dai paesi in via di sviluppo, in particolare dalla Cina (primo consumatore di carbone, rappresentando quasi il 27% della domanda mondiale), dalla Federazione russa e dall'India.

In dieci anni il consumo di carbone è aumentato del 9%, anche se si sono registrati tassi di variazione medi annui negativi nella seconda metà del decennio. Se tra il 1995 ed il 1996 la flessione è attribuibile principalmente alla contrazione della domanda da parte dei paesi dell'ex Unione sovietica, tra il 1997 ed il 1999 sono i consumi dei paesi asiatici a calare, essenzialmente per il rallentamento delle economie.

Nel 2001, invece, la produzione cresce del 6,1% sull'anno precedente, interrompendo un triennio di flessione. È soprattutto la forte espansione della produzione cinese, e più in generale di quella asiatica, che rappresenta più del 40% della produzione mondiale, ad influenzare la dinamica complessiva (tabella 1.14).

Riprendono peraltro ad aumentare i volumi prodotti nel Nord America, e alti tassi di incremento dell'offerta si registrano anche per i paesi latino-americani, che però hanno uno scarso peso relativo.

Tabella 1.13 - Consumi di carbone per area geografica
(Migliaia di tonnellate equivalenti)

	2001	Variazione media annua (%)	
		1992-2001	2000-2001
America del Nord	591.679	2,2	0,3
America latina	29.018	3,6	5,1
Europa occidentale	232.028	-2,2	-2,9
Ex Unione Sovietica	191.405	-3,4	0,1
Medio Oriente	7.787	7,4	0,2
Africa	88.477	2,5	-1,1
Asia	1.070.738	2,5	4,7
Totale	2.359.023	1,0	1,7
di cui: Unione europea	212.474	-2,5	-1,5
OCSE	1.105.136	0,9	0,4

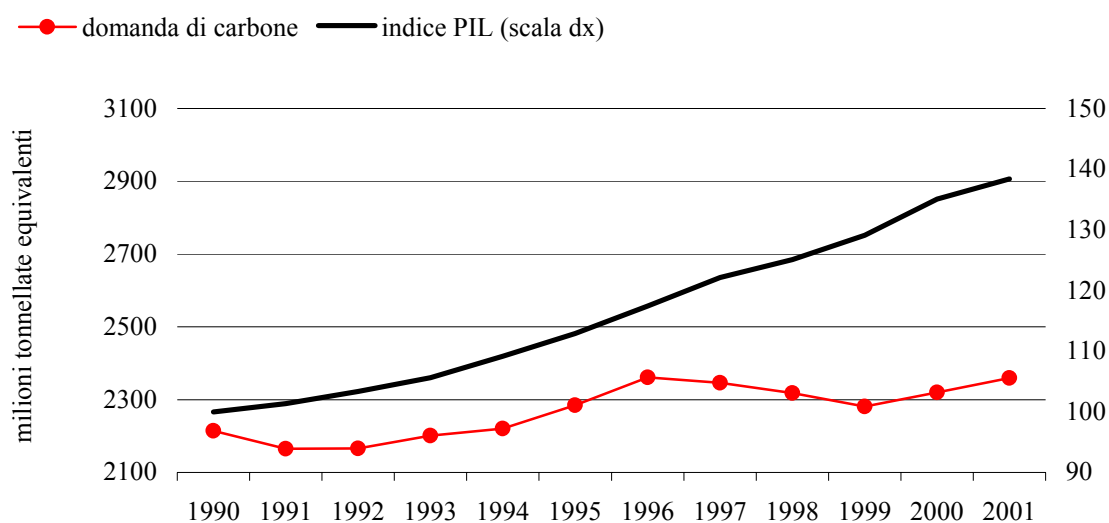
Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

Tabella 1.14 - Produzione di carbone per area geografica

%	Quote		Variazione media annua	
	2001	1992	1992-2001	2000-2001
America del Nord	25,8	25,6	1,0	4,1
America Latina	1,7	1,0	7,2	9,1
Europa Occidentale	5,0	8,7	-5,1	0,2
Ex Unione Sovietica	9,0	12,8	-3,0	4,7
Medio Oriente	0,0	0,0	7,7	0,6
Africa	5,5	4,7	2,6	0,1
Asia	40,8	35,0	2,6	10,5
Totale	100	100	0,9	6,1
di cui: Unione europea	4,3	8,1	-5,9	-0,3
OCSE	42,7	46,0	0,1	3,7

Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

Figura 1.12 - Evoluzione del PIL e della domanda di carbone nel mondo. Anni 1990-2001



Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

1.2.7 Elettricità

Dopo aver registrato nel 2000 un tasso di crescita superiore al 3,8%, la domanda mondiale di energia elettrica cresce solo del 2,1% nel 2001. Non è solo il rallentamento del ciclo ad aver portato alla frenata dei consumi elettrici, a causa di una minor domanda per scopi produttivi; si è verificata contestualmente una riduzione dell'intensità elettrica (e quindi sono stati necessari minori consumi elettrici per unità di prodotto) (tabella 1.15).

La ridotta crescita della domanda mondiale di energia elettrica è però determinata principalmente dagli Stati Uniti, primo consumatore mondiale, i cui consumi di elettricità sono rimasti pressoché stabili sui livelli del 2000 (registrando una variazione anno su anno dello 0,2%), mentre in altre aree, nonostante una crescita meno vivace del prodotto, la domanda è aumentata. In alcuni casi questo è avvenuto anche a tassi elevati, come per l'Unione europea, secondo principale consumatore, dove nel 2001 la domanda è cresciuta del 2,2% sull'anno precedente. I consumi del Giappone, che rappresentano più del 7,3% del totale, si sono marginalmente contratti, ed è da segnalare la forte flessione della domanda elettrica del Brasile (decimo consumatore mondiale).

In Brasile, dove la componente di energia idroelettrica è largamente maggioritaria rispetto all'energia nucleare sul totale dell'energia elettrica primaria prodotta, il calo della domanda di elettricità (-7,7%) è da ricondurre alla notevole contrazione della produzione di energia idroelettrica (-17,2%), di cui il Brasile è il secondo produttore mondiale dopo il Canada; tale riduzione è dovuta ad una grave e persistente siccità che ha colpito il Paese nel corso del 2001, e ha portato ad un considerevole abbassamento nei livelli dei serbatoi, con una conseguente forte riduzione nella capacità produttiva degli impianti. La penuria di acqua ha costretto il governo a stabilire un programma di razionamento dei consumi elettrici.

I fattori climatici hanno pesato sulla produzione di energia idroelettrica, oltre che in Brasile, anche nel Nord America, dove si sono registrate contrazioni rispettivamente in Canada (-7%) e negli Stati Uniti (-24,5%).

In generale, nel 2001 si è osservato tra le fonti primarie di energia elettrica un incremento della produzione di energia nucleare, che è cresciuta del 3,1% e ha in parte

sostituito la contrazione della produzione idroelettrica (-4,3%) (tabella 1.16). Questo fenomeno è soprattutto evidente negli USA: il nucleare è l'unica fonte il cui uso è aumentato nel corso del 2001. La Federazione russa ha incrementato la propria produzione di energia nucleare del 3%, operando principalmente una sostituzione di fonti (nucleare, energia idroelettrica e carbone hanno sostituito gli ancora preponderanti petrolio e gas naturale).

Un quarto dell'energia elettrica mondiale viene generato negli Stati Uniti, che hanno ridotto la propria produzione nel 2001; tale contrazione viene però più che compensata dall'espansione dell'offerta verificatasi nell'Unione europea (+4,8%) ed in particolare in Cina (+7,4%), che insieme contribuiscono per quasi un terzo alla generazione mondiale.

Tabella 1.15 - Consumi di energia elettrica totale per area geografica
(Migliaia di tonnellate equivalenti)

	<i>Variazione media annua (%)</i>		
	2001	1997-2001	2000-2001
America del Nord	335.252	1,8	0,4
America latina	66.115	2,6	-1,8
Europa occidentale	219.020	2,6	2,2
Ex Unione Sovietica	77.352	1,0	1,7
Medio Oriente	34.901	6,3	6,5
Africa	31.163	3,3	2,5
Asia	292.977	4,5	4,6
Totale	1.102.689	2,8	2,1
di cui: Unione europea	195.189	2,5	2,2
OCSE	705.564	2,1	1,1

Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

Tabella 1.16 - Produzione di energia elettrica primaria per area geografica (GWh)

	Quota energia elettr. primaria sull'elettricità totale prodotta (%)	<i>Variazione media annua (%)</i>	Quota prod. nucleare sul totale elettricità primaria (%)	<i>Variazione media annua (%)</i>	Quota prod. idroelettrica sul totale elettricità primaria (%)	<i>Variazione media annua (%)</i>	
	2001	2001	2000-2001	2000-2001	2000-2001	2000-2001	
America del Nord	1.504.567	28,5	-4,6	61,4	2,4	37,0	-14,2
America Latina	517.997	42,1	-5,8	5,7	71,7	92,9	-8,5
Europa occidentale	1.350.347	40,3	2,5	60,6	3,3	37,0	-0,2
Ex Unione Sovietica	421.829	34,3	1,8	49,4	3,0	50,6	0,7
Medio Oriente	15.550	3,0	6,2	0,0	-	100,0	6,2
Africa	71.256	14,5	-0,9	13,6	-13,1	85,9	1,3
Asia	889.607	16,8	3,0	47,2	1,8	50,9	4,4
Totale	4.934.102	27,4	-0,6	49,6	3,1	48,7	-4,3
di cui: Unione europea	1.126.584	37,6	4,8	69,0	3,3	28,4	7,2
OCSE	3.432.861	30,8	-1,0	62,8	2,5	35,2	-7,3

Fonte: Elaborazioni REF su dati Enerdata s.a.

1.2.8 Andamento dei prezzi dei prodotti energetici

Per il settore petrolifero, il 2001 è stato caratterizzato da prezzi mediamente più bassi rispetto all'anno precedente (il Brent è sceso ad una media di 24,4 dollari al barile dai 28,4 del 2000), ma da una maggiore volatilità determinata principalmente dalle prospettive sulle evoluzioni dell'economia mondiale e dall'incertezza legata agli eventi internazionali, in particolare l'attacco terroristico dell'11 settembre.

Nel primo trimestre del 2001 i prezzi si sono mantenuti bassi: il Brent si è aggirato attorno ad una media di quasi 26 dollari al barile, livello di molto inferiore rispetto al massimo, circa 33 dollari al barile, raggiunto dalle quotazioni nel novembre 2000. Sono state soprattutto le prospettive circa l'andamento dell'economia mondiale, da molti indicatori segnalata in forte rallentamento, e quindi della domanda di petrolio a determinare il basso livello dei prezzi. Questi hanno ripreso a salire nel secondo trimestre, ma senza superare i 28 dollari al barile per il Brent, una volta che il cartello dei paesi OPEC ha rivisto i livelli di estrazione due volte, tagliando la propria produzione complessivamente del 9%. Inoltre, le incertezze circa le esportazioni irachene di petrolio all'interno dell'accordo con le Nazioni Unite "Oil-for-food", che infatti sono state sospese ad inizio giugno sottraendo al mercato 2,1 milioni di barili al giorno, ha comportato un'ulteriore spinta verso l'alto dei prezzi. Infine, l'incremento dei prezzi dei prodotti derivati negli Stati Uniti ha provocato un aumento delle quotazioni del greggio, dato il basso livello delle scorte, ampiamente sfruttate durante il 2000. Una nuova legislazione ambientale prevede infatti una diversa formulazione della benzina, la cui offerta si è rivelata insufficiente.

A partire dall'estate, però, la tendenza è stata nuovamente invertita. L'Iraq ha ricominciato ad esportare ma soprattutto sono peggiorate le previsioni sull'andamento dell'economia mondiale e si sono quindi deteriorate le prospettive per la domanda. Il prezzo del paniere OPEC è così sceso verso il limite inferiore della banda di oscillazione. A fine luglio, quindi, il cartello dei paesi produttori ha deciso di tagliare nuovamente la produzione a partire dal primo settembre. Vi è stato dunque un assestamento delle quotazioni, che sono rimaste mediamente stabili fino all'11 settembre. Nei giorni immediatamente successivi agli attacchi terroristici, i prezzi sono schizzati verso l'alto, a causa dei timori di un'interruzione dell'offerta dal Medio Oriente. Una volta individuato come obiettivo l'Afghanistan, che non è un produttore di petrolio, e ricevute le rassicurazioni dall'OPEC circa la continuità degli approvvigionamenti, nei mercati sono prevalse le prospettive della domanda già in forte rallentamento. Inoltre il crollo della domanda di carburanti per gli aerei ha fatto sì che nell'ultimo trimestre le quotazioni si siano mantenute basse.

Il 2002 si è aperto così con un livello dei prezzi dei prodotti petroliferi molto basso. L'accordo raggiunto tra l'OPEC ed i paesi non appartenenti al cartello, in particolare la Russia, di tagliare la produzione rispettivamente di 1,5 e di 0,5 milioni di barili al giorno, ha spinto verso l'alto le quotazioni, che però sono rimaste ancora al di sotto del livello toccato tra settembre ed ottobre 2001. L'aumento dei prezzi è stato più marcato nel periodo tra febbraio ed aprile, quando sono migliorate le previsioni sull'economia USA, e quindi le prospettive di una ripresa della domanda, mentre l'offerta è stata ridotta da nuovi tagli da parte dell'OPEC. L'incertezza circa gli approvvigionamenti futuri è aumentata a causa delle tensioni in Medio Oriente, sia per i timori di una guerra all'Iraq che per l'esacerbarsi della crisi israelo-palestinese. La spinta verso l'alto che ne è derivata ha portato il Brent a risalire dal minimo registrato nel dicembre 2001 (18,5 dollari al barile) oltre i 25 dollari al barile a maggio 2002. Tale spinta verso l'alto si è affievolita all'inizio dell'estate, a causa principalmente della maggior cautela circa i tempi e la solidità della ripresa prevista: i dati macroeconomici si rivelano infatti spesso deludenti rispetto alle aspettative, mentre la fiducia di imprese e consumatori appare indebolita. Si sono anche rese meno stringenti le condizioni dell'offerta.

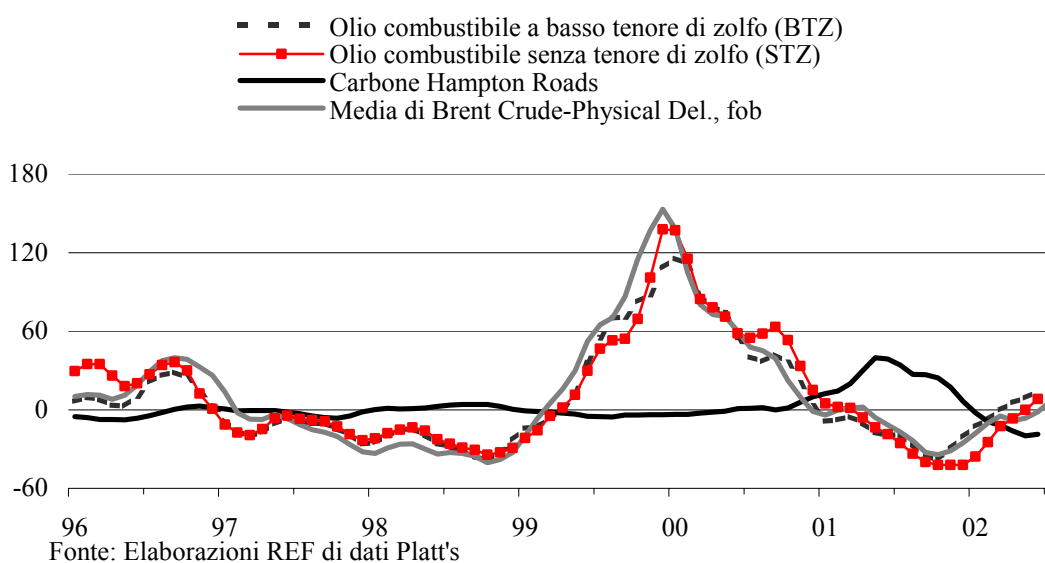
Appare per esempio allentata la coesione interna dell'OPEC. Il Venezuela intende mantenere gli attuali livelli di sovrapproduzione, mentre altri paesi produttori, come la Nigeria e l'Algeria, reclamano obiettivi produttivi più elevati. Nonostante ciò, però, nella riunione di settembre 2002 l'OPEC ha deciso di mantenere i tagli all'estrazione stabiliti per l'anno, rimandando ogni decisione di aumento dei livelli produttivi a dicembre, sostenendo che i prezzi del petrolio sono ancora all'interno della banda di oscillazione, benché il Brent abbia superato i 28 dollari al barile a metà mese. Già ad agosto le quotazioni del greggio erano salite, a causa delle riduzioni dell'offerta derivanti dalla diminuzione delle esportazioni irachene e di quelle dell'ex Unione Sovietica. Le scorte appaiono peraltro basse, e sono destinate ad assottigliarsi ulteriormente con l'aumento dei consumi all'arrivo dell'inverno. La volatilità dei prezzi dei prodotti petroliferi è fortemente aumentata negli ultimi anni ed il prolungarsi della crisi irachena non potrà che ulteriormente alimentarla nel prossimo futuro.

Le forti variazioni nei prezzi hanno conseguenze significative anche sugli investimenti del settore. Gli investimenti sono dunque causa ed effetto della volatilità registrata in questi anni: è stata infatti la scarsità di capacità produttiva in paesi diversi dall'OPEC ad avere reso l'evoluzione dei prezzi del petrolio e dei suoi derivati così sensibili alle oscillazioni, anche stagionali, della domanda².

Il 2001 ha rappresentato un anno di grande instabilità anche per le quotazioni internazionali del carbone, normalmente caratterizzate da una volatilità estremamente contenuta rispetto a quella delle altre materie prime energetiche. Dopo essere stato per tutto il 2000 al di sotto dei 40 dollari a tonnellata, contribuendo a calmierare parzialmente i rialzi del greggio sui prezzi complessivi dei prodotti energetici, il prezzo del carbone ha cominciato ad aumentare ad inizio 2001. Negli ultimi anni il mercato del carbone è stato particolarmente debole a causa soprattutto del calo della domanda da parte dei paesi asiatici in seguito alla crisi del 1998. Ad inizio 2001 i consumi di carbone sono cresciuti perché è aumentata la domanda da parte di alcuni PVS, come la Cina, l'India e la Russia, che da soli costituiscono oltre un terzo dei consumi mondiali, più che compensando il calo della domanda statunitense. Il risultato è stato un incremento delle quotazioni del carbone oltre i 58 dollari a tonnellata a luglio 2001. Tale incremento è però rientrato nella seconda metà dell'anno, quando comunque il prezzo si è attestato ad un livello di circa 50 dollari a tonnellata. Con l'inizio del 2002 le quotazioni si sono notevolmente ridotte, scendendo a circa 44 dollari a tonnellata, ed è diminuita anche la loro volatilità (figura 1.13).

² International Energy Agency, World Energy Outlook 2002, OECD/IEA publication.

Figura 1.13 - Prezzo di alcune materie prime energetiche
 Variazioni sull'anno precedente (%), media mobile tre termini



1.2.9 Le tendenze a medio termine

Gli aggiornamenti delle previsioni a medio termine della domanda di energia per i prossimi anni tengono conto di uno scenario macroeconomico meno brillante di quanto prefigurato un anno fa. Restano tuttavia sostanzialmente all'ordine del giorno le linee di fondo e le problematiche che condizioneranno lo scenario della domanda e dell'offerta di fonti energetiche già illustrate nel precedente rapporto.

Il fattore principale che sta alla base dell'evoluzione della domanda mondiale di energia è la crescita del prodotto interno lordo. Se la crescita del prodotto interno lordo si collocherà intorno al 3% nei prossimi 25 anni, come risultato di tassi di crescita superiori al 4% per i paesi in via di sviluppo ed inferiori al 2,5% in media per i paesi OCSE, la natura dei problemi è relativamente chiara. Queste le tendenze illustrate nel più aggiornato scenario proposto dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), tendenze che tuttavia sono comuni alla maggior parte degli scenari provenienti anche da altre istituzioni:

- l'offerta potenziale di energia è relativamente abbondante per tutte le fonti tradizionali: i sistemi economici non saranno frenati nella loro crescita dalla mancanza di energia. Con un'elasticità nell'intorno dello 0,7 in media, la domanda di fonti primarie crescerà ad un tasso prossimo all'1,7% all'anno, meno di quanto non sia cresciuta negli ultimi dieci anni. Maggiore sarà il tasso di crescita della domanda di gas naturale ed inferiore quello del carbone. Tra 25 anni la domanda sarà dunque più di una volta e mezza quella attuale;
- i combustibili fossili vedranno crescere la propria quota di copertura della domanda dall'87% del 2000 all'89% del 2030, ed il petrolio rimarrà la principale fonte primaria. Scenderebbe marginalmente la quota soddisfatta dal carbone ma aumenterebbe quella soddisfatta dal gas naturale. Sostanzialmente invariata resterebbe la domanda di petrolio: per oltre il 55% sarebbe alimentata dal settore dei trasporti. Nei paesi in via di sviluppo la domanda di combustibili petroliferi proveniente dal settore dei trasporti si triplicherà nei prossimi trent'anni, pur restando il consumo pro capite significativamente al di sotto di quello del mondo

sviluppato. Marginale nel lungo periodo diverrebbe l'utilizzo di petrolio nella generazione elettrica, sostituito dal gas naturale;

- il commercio internazionale delle fonti energetiche crescerà significativamente, perché aumenterà la dipendenza dei paesi consumatori da poche aree del mondo dove sono localizzate la maggior parte delle riserve;
- le emissioni globali cresceranno leggermente di più della domanda di fonti primarie. Nell'arco dei prossimi 25 anni il volume delle emissioni sarà superiore di quasi il 60% rispetto ai livelli attuali. Il settore elettrico e quello dei trasporti spiegano i 2/3 dell'aumento. Il maggior aumento della domanda è prevedibile per i paesi in via di sviluppo, la cui crescita determina un forte aumento della loro quota di emissioni: essa salirebbe dal 34% al 47%. Tuttavia, anche considerando tale maggior aumento, i paesi in via di sviluppo contribuirebbero meno alle emissioni globali, sia in termini relativi che in rapporto alla popolazione. Tanto più se si pensa che, stando alle proiezioni AIE, il 18% della popolazione mondiale continuerebbe, anche nel 2030, a non poter allacciarsi ad una rete elettrica (nel 2000 si stima che il 35% della popolazione dei paesi in via di sviluppo non ha accesso all'elettricità);
- la maggior parte dei paesi OCSE incontrerà seri problemi nel conseguimento degli obiettivi di Kyoto. Le stime AIE segnalano che nel periodo 2009-2012 i paesi OCSE nel loro insieme saranno del 29% sopra gli obiettivi. Altre aree del mondo saranno viceversa sotto al loro obiettivo. Ma nel complesso, se il *trend* di crescita resta quello indicato ed il mix di fonti per soddisfare la nuova domanda è soprattutto costituito da combustibili fossili, il *gap* resterà del 15% (il *gap* scende al 2% se si escludono gli USA).

Queste tendenze che, come già detto, sono abbastanza nette nelle loro linee generali oramai da qualche anno, trovano maggior precisazione e dettaglio con l'approfondirsi delle analisi ed il miglioramento delle tecniche utilizzate con le proiezioni. La correzione di tendenze insostenibili (per l'ambiente) e rischiose (per la crescente dipendenza da pochi paesi produttori localizzati in aree fortemente instabili) richiederebbe interventi da parte dei maggiori paesi consumatori. Solo indicativamente si può ricordare che il crescente aumento degli scambi di fonti e prodotti energetici richiede significativi investimenti in infrastrutture di trasporto. Il loro peso relativo nel costo della produzione dell'energia tenderà a crescere nel tempo. La volatilità dei prezzi e l'instabilità politica di alcune aree del mondo hanno scoraggiato d'altra parte negli ultimi anni tali decisioni di investimenti. La sicurezza degli approvvigionamenti torna ora ad essere un argomento con alta priorità nell'agenda dei principali paesi consumatori. La risposta strategica investe sia sugli strumenti necessari in mercati sempre più liberalizzati, per garantire l'accesso e lo sviluppo delle reti di trasporto internazionale, sia sullo sviluppo di fonti energetiche alternative. Un loro significativo sviluppo, oltre a ridurre la dipendenza dalle importazioni, agevolerebbe il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto.

Resta il sospetto, non esplicitato negli scenari che le diverse agenzie hanno sviluppato - dove il prezzo del petrolio resta relativamente basso (attorno ai \$21 al barile nei prossimi 10 anni per salire verso i 25/28 dollari in 25 anni) - che per diversi motivi il prezzo dell'energia, nonostante la relativa abbondanza dell'offerta potenziale, si attesti invece su un livello relativamente più alto a medio termine rispetto agli anni Novanta.

1.3 RIASSETTO DEI MERCATI EUROPEI³

1.3.1 Lo stato di attuazione delle direttive nel 2001

Mercato dell'elettricità

Tutti i quindici paesi membri hanno recepito nel 2001 la normativa comunitaria in materia di elettricità⁴ (tabella 1.17). Il grado di apertura del mercato elettrico europeo è attualmente del 70%. In cinque Stati (Austria, Germania, Finlandia, Regno Unito e Svezia) tutti i consumatori finali hanno la possibilità di scegliere un fornitore diverso da quello tradizionale. A partire dal 2003 altri cinque paesi membri (Spagna, Portogallo, Olanda, Danimarca e Belgio) hanno dichiarato di volere aprire alla concorrenza tutto il mercato finale mentre Francia, Lussemburgo e Grecia non sono andati oltre le disposizioni della direttiva. In Italia il mercato elettrico verrà aperto a tutti i clienti non domestici nel 2004.

Per quanto riguarda il tema della separazione delle attività delle reti di trasmissione dalle attività di generazione e vendita (*unbundling*), un terzo dei paesi membri ha optato per la soluzione "societaria", per cui la gestione delle reti è affidata ad un "Transmission System Operator" (TSO) indipendente mentre la proprietà resta agli ex-monopolisti verticalmente integrati. Questa soluzione va oltre la semplice separazione "contabile" e organizzativa prevista come requisito minimo dalla direttiva e adottata ancora da Francia e Lussemburgo. Cinque Stati membri hanno invece preferito una separazione più radicale, quella "proprietaria", in cui proprietà e gestione delle reti vengono affidate ad un'unica società che non abbia interessi nelle altre fasi della filiera produttiva.

Per quanto riguarda l'accesso alle reti, tutti gli Stati membri hanno scelto un regime regolato in cui l'ente competente (Autorità o Governo) ha il compito di stabilire le condizioni di accesso alla rete e di garantirne il rispetto, ad eccezione della Germania che ha optato per il regime della libera negoziazione tra le parti.

Secondo la direttiva, la sicurezza e l'affidabilità dell'offerta di energia elettrica nel lungo periodo possono essere garantite affiancando ai meccanismi di borsa i tradizionali contratti bilaterali di lungo periodo; tuttavia, diverse sono state le soluzioni adottate dai paesi membri per incentivare nuova capacità di generazione. In Spagna, ad esempio, il prezzo di borsa include un *capacity payment* e incentivi del genere sono adottati anche in Irlanda e Portogallo; in altri Stati esiste l'obbligo di riserva di capacità sul gestore della rete o sul fornitore.

Per quanto concerne l'universalità del servizio pubblico, il quadro normativo di tutti i paesi membri assicura l'esistenza di un fornitore (*default supplier*) obbligato ad offrire il servizio a tutti i clienti che non sono in grado di scegliere il proprio fornitore. Le tariffe finali dei fornitori *default* sono di solito regolate anche dove il mercato finale è aperto al 100%⁵.

Il problema della fornitura di elettricità agli utenti appartenenti alle fasce deboli in un regime liberalizzato è stato affrontato in diversi modi: attraverso l'adozione di tariffe *ad hoc* (come in Finlandia, Irlanda, Portogallo e Regno Unito) o la fissazione di un numero di interruzioni di servizio in caso di inadempienza nel pagamento delle fatture (Belgio, Irlanda e Paesi Bassi) o l'installazione di contatori pre-pagati (come in Gran Bretagna e Irlanda). Molti paesi hanno adottato un mix di queste soluzioni; Austria, Danimarca, Francia, Grecia, Spagna

³ Cfr. *Second Benchmarking Report on The Implementation of The Internal Electricity and Gas Market*, Commission Staff Working Paper, ottobre 2002.

⁴ La direttiva europea doveva essere recepita entro febbraio 1999 ma Francia, Belgio e Irlanda non hanno rispettato tale scadenza. In Belgio e in Irlanda, alcuni decreti attuativi riguardanti la fase di trasmissione e il *Transmission System Operator* (TSO) sono stati emanati solo agli inizi del 2001, andando oltre la scadenza prorogata al febbraio 2000.

⁵ Nel Regno Unito, il meccanismo di *price-cap* per gli utenti domestici è stato abolito a partire da aprile 2002.

e Italia non hanno attuato alcuna disposizione in tal senso. All'universalità del servizio pubblico si affianca in generale l'imposizione di *standard* minimi di qualità del servizio stesso (e di sanzioni in caso di infrazione) che funzionano come pre-requisiti per poter operare nei mercati finali.

In tutti gli Stati membri (tranne la Germania) esiste un'autorità di settore, sebbene quest'ultima non sia obbligatoriamente prevista dalla direttiva. I poteri e i compiti delle autorità variano da paese a paese. In Svezia e Irlanda del Nord, l'autorità di settore ha la responsabilità su tutte le questioni mentre in molti casi il governo rimane competente in alcune importanti materie; infine, all'estremo opposto si colloca la Germania dove l'intero settore è regolato direttamente dal ministero competente e l'Antitrust interviene *ex-post* per la regolazione dei conflitti.

Mercato del gas naturale

Quasi tutti gli Stati membri hanno ormai recepito la direttiva comunitaria in materia di gas naturale (tabella 1.18). Finlandia, Portogallo e Grecia, considerati mercati emergenti o non interconnessi, hanno ottenuto specifiche deroghe mentre la Francia risulta essere ancora in ritardo nell'attuazione della normativa europea.

In molti paesi, le soglie minime di apertura del mercato dal lato della domanda sono state ampiamente superate e la media europea è attualmente pari all'80%⁶. Germania e Regno Unito hanno già aperto completamente i loro mercati mentre Paesi Bassi, Spagna e Italia si apprestano a farlo a partire dal 2003. Portogallo e Grecia, in virtù delle deroghe loro concesse, apriranno i loro rispettivi mercati dal 2006.

In tema di *unbundling*, solo pochi paesi hanno ritenuto di dover intervenire con provvedimenti strutturali di modifica del settore: la separazione proprietaria tra fornitura e trasporto è limitata ai soli casi inglese e spagnolo mentre prevale in generale l'opzione di separazione contabile come in Germania e Francia. Una soluzione intermedia, quella societaria, è stata introdotta in Austria, Belgio, Danimarca e Italia.

Per quanto concerne l'accesso alla rete, la maggior parte degli Stati membri hanno optato per l'accesso regolato, mentre Germania e Francia hanno preferito quello negoziato e nei Paesi Bassi è stato attuato un modello ibrido. In Germania, inoltre, la presenza di più di un gestore implica che l'accesso deve essere negoziato con più di una controparte.

Diversamente dall'elettricità, il gas naturale può essere stoccato nei siti di stoccaggio o nei gasdotti, rendendo così la gestione a breve termine della rete più semplice e i periodi di bilanciamento potenzialmente più lunghi rispetto a quelli richiesti per l'elettricità. Le regole per il bilanciamento e lo stoccaggio devono operare in modo tale da assicurare condizioni non discriminatorie. Ad esempio, può costituire una barriera all'entrata l'imposizione ai trasportatori di periodi di bilanciamento molto brevi come l'ora nel caso in cui l'accesso allo stoccaggio e agli strumenti di flessibilità sia limitato.

Le soluzioni pratiche adottate per la regolazione del bilanciamento variano considerevolmente. Nel Regno Unito è stato introdotto un mercato di bilanciamento simile a quello presente nel settore elettrico; in altri Stati membri (Francia, Danimarca, Irlanda, Lussemburgo e Germania) gli sbilanciamenti sono valorizzati ad un multiplo del prezzo all'ingrosso; in altri, gli utilizzatori delle reti sono obbligati a comprare servizi di flessibilità relativi alla capacità e al gas naturale.

⁶ La direttiva prevede un'apertura del mercato pari al 28% della domanda nazionale entro il 2003.

Tabella 1.17 - Attuazione della direttiva elettricità in alcuni Stati membri UE

	AUSTRIA	BELGIO	FRANCIA	GERMANIA	IRLANDA	PAESI BASSI	REGNO UNITO	SPAGNA	SVEZIA	ITALIA
Legge di recepimento	Elektrizitätswirtschafts (19/02/99)	Loi relative à l'organisation du marché de l'électricité (29/04/99)	Loi 108/2000 (10/02/00)	Energiewirtschaftsrechts (29/04/98)	Electricity Regulation Act 1999	Dutch Electricity Act (01/01/99) + emendamento tariffe (01/07/99)	Electricity Act 1989	Ley n.54/1997 + Real Decreto 28280/1998 + leg. Secondaria	Nuovo electricity Act (01/01/1998) + emendamenti vari	Decreto Bersani (16/03/99)
Apertura del mercato	2001=100%	2002=52% 2003/7=100%	2001=30%	1998=100%	2002=40% 2005=100%	2002=63% 2003=100%	1998=100%	2002=55% 2003=100%	1996=100%	2002=45% 2004= tutti tranne domestici
Separazione attività trasmissione	Societaria	Societaria	Contabile	Societaria	Societaria/ manageriale	Proprietaria	Proprietaria (Inghilterra e Galles) contabile (Scozia-Nord Irlanda)	Proprietaria	Proprietaria	Societaria (in futuro proprietaria)
Accesso alla rete	Regolato Third Party Access (TPA)	Regolato TPA	Negoziato TPA	Negoziato TPA	Regolato TPA	Regolato TPA	Regolato TPA	Regolato TPA	Regolato TPA	Regolato TPA
Borsa elettrica	EXAA	Non esiste	Powernext	New EEX	Non esiste	Amsterdam Power Exchange (APX)	NETA: UK PX, APX UK	OMEL	NordPool	GME (dal 2003)
Obblighi di servizio pubblico	Non discriminazione, connessione e fornitura	Fornitura ai clienti vincolati, regolarità e qualità dell'offerta	Fornitura e sicurezza approvvigionamenti	Nessun riferimento esplicito	Connessione, continuità qualità e sicurezza dell'offerta, promozione efficienza	Sicurezza della rete di trasporto, connessione	Previsti nelle singole licenze di fornitura e distribuzione	Sicurezza e qualità dell'offerta, universalità del servizio e protezione ambiente	Tariffe <i>cost related</i> e non discriminatorie, connessione	Sicurezza e continuità nello sviluppo reti, connessione
Regolatore	Ministero + Elektrizitäts-Control Kommission (ECC)	CREG + CCEG + regional authorities	CRE	Ministero Affari Economici + Autorità Antitrust (Bundescartellamt) per la regolazione dei conflitti	CER	NMA-DTE	OFGEM	CNE	NWE	AEEG

Fonte: Elaborazioni REF su Commission Staff Working Paper (ottobre 2002)

Tabella 1.18 - Attuazione della direttiva gas naturale in alcuni Stati membri

UE

	AUSTRIA	BELGIO	FRANCIA	GERMANIA	IRLANDA	PAESI BASSI	REGNO UNITO	SPAGNA	SVEZIA	ITALIA
Legge di recepimento	Gaswirtschaftsrecht (1/8/99)	Loi relative à l'organisation du marché du gaz (29/4/99)	Prog di legge (17/5/00)	Energiewirtschaftsrecht (29/4/98)	Gas (Interim) (Regulation) Act (2002)	Gaswet (10/8/00)	Gas Act (1995)	Ley del sector de hidrocarburos (8/10/98) Real decreto (16/4/99)	Naturgaslag (1/8/00)	Decreto 164/00
Apertura del mercato	2001=49% 2002=100%	2002=59% 2003/6=100%	2002=20%	2000=100%	2002=82%, 2005=100%	2002=60% 2003=100%	1998=100%	2002=79% 2003=100%	2002=47% 2006=100%	2002= 96% 2003= 100%
Separazione attività	Sep contabile + sep societaria trasporto-attività commerciali	Societaria	Contabile	Contabile	contabile	Contabile per gasunie + societaria per la distrib-vendita	Separazione proprietaria trasporto-vendita	Separazione proprietaria trasporto-vendita	Separazione contabile	Societaria
Accesso alla rete	Regolato Third Party Access (TPA)	Regolato + <i>Code de bonne conduite</i>	Negoziato TPA	Negoziato TPA	Regolato TPA	Ibrido: negoziato TPA secondo le linee-guida del DTE	Regolato + <i>Network Code</i>	Regolato TPA	Regolato TPA	Regolato TPA
Accesso allo stoccaggio	Regolato Third Party Access (TPA)	Regolato + <i>Code de bonne conduite</i>	Negoziato TPA	Negoziato TPA	Non ci sono storage facilities	Ibrido: negoziato TPA secondo le linee-guida del DTE	<i>Grid Code</i> per GNL; resto: non regolato	Regolato TPA	Non ci sono storage facilities	Regolato TPA
Obblighi di servizio pubblico	Connessione dei clienti idonei + fornitura mercato vincolato	Qualità, sicurezza e riserva	Fornitura, stoccaggio e interconnessione	Nessuno	Connessione dei clienti idonei + fornitura mercato vincolato + qualità, sicurezza e riserva	Small fields policy, risparmio energetico, fornitura mercato vincolato	Obblighi contenuti nelle licenze	Qualità, riserva, aumento della capacità	Nessuno	Connessione dei clienti idonei + fornitura mercato vincolato, risparmio energetico
Regolatore	Fino 2002 Min Affari Economic; dal 2002 Autorità indip	CREG + CCEG	Previsto	Ministero Affari Economici + Autorità Antitrust (Bundescartellamt) per la regolazione dei conflitti	CER	Nma-Dte	Ofgem	Comisión nacional de Energia (CNE)	Statens Energimyndighet	AEEG
Principali ostacoli alla concorrenza	Livello/struttura tariffaria; problemi a livello transfrontaliero	Regime di bilanc./stoccaggio; livello/struttura tariffaria; problemi a livello transfrontaliero	Livello/struttura tariffaria; poteri insufficienti dell'autorità di regolamentazione/ ritardi; regime di bilanc./stoccaggio; posizione dominante dell'operatore storico problemi a livello transfrontaliero	Poteri insufficienti all'autorità di regolamentazione; regime di bilanc./stoccaggio; livello/struttura tariffaria	Livello/struttura tariffaria; poteri insufficienti dell'autorità di regolamentazione/ ritardi; regime di bilanc./stoccaggio.	Poteri insufficienti all'autorità di regolamentazione	Capacità d'ingresso	Problemi a livello transfrontaliero; poteri insufficienti all'autorità di regolamentazione	Poteri insufficienti all'autorità di regolamentazione; separazione insufficiente; posizione dominante dell'operatore storico	Problemi a livello transfrontaliero

Fonte: Elaborazioni REF su Commission Staff Working Paper (ottobre 2002)

Anche la regolazione della fase dello stoccaggio segue pratiche differenti: in alcuni paesi lo stoccaggio è disponibile sotto forma di servizi di flessibilità *standard* inclusi nel contratto di trasporto ma non è disponibile separatamente; in altri, lo stoccaggio è disponibile su base d'asta o di negoziazione; in altri i servizi relativi allo stoccaggio sono espressamente regolati. Essendo i servizi di stoccaggio a breve termine finalizzati al bilanciamento ancora poco sviluppati in Europa e data l'assenza di mercati all'ingrosso che assicurino liquidità, per i nuovi entranti esistono chiaramente forti rischi di pagare elevate penalità soprattutto in quei paesi membri in cui il bilanciamento è su base oraria (Austria, Belgio, Danimarca, Germania e Paesi Bassi).

Solo Francia e Germania non hanno ancora un'autorità di settore, sebbene la direttiva non preveda alcuna imposizione in materia: nel primo caso, è stata creata una sezione relativa al gas naturale all'interno dell'Autorità per l'energia elettrica; nel secondo caso, non esiste un'Autorità né per l'energia elettrica né per il gas naturale.

1.3.2 Un bilancio sullo stato di liberalizzazione dei mercati energetici europei

Elettricità

Nella fase della generazione resta ancora alto il grado di concentrazione in molti Stati membri, con conseguenze sui mercati all'ingrosso e di vendita finale dell'elettricità. In alcuni casi sono stati compiuti sforzi per affrontare tale problema: i nuovi operatori hanno potuto fare il loro ingresso nella generazione attraverso il meccanismo delle "aste virtuali di capacità". Questo si è verificato in Francia quando, in seguito alla scalata dell'operatore dominante Edf sulla tedesca EnBW (sua potenziale concorrente), la Commissione è intervenuta espressamente a favore di una maggiore apertura del mercato francese attraverso il provvedimento delle aste virtuali⁷. La politica delle dismissioni, misura certamente più radicale rispetto alle aste virtuali per ridurre la concentrazione, è stata attuata finora solo nel Regno Unito e in Italia.

Nella filiera della generazione, il processo di liberalizzazione ha portato alla creazione di mercati all'ingrosso sotto forma di borse elettriche. Queste ultime funzionano come *power exchanges*, ossia come borse nate per iniziativa privata e in cui la partecipazione è volontaria: accanto alle ormai consolidate esperienze del NordPool (paesi scandinavi), dell'Omel (Spagna), dell'EEX (Germania)⁸ e dell'Amsterdam Power Exchange (Olanda), dal 2001 hanno iniziato ad operare anche l'UK PX e l'APX UK (Regno Unito)⁹, la borsa francese Powernext e quella viennese EXAA. L'unica borsa che è obbligatoria per tutti gli operatori ed è prevista dalla normativa nazionale (*pool*) è quella spagnola dell'Omel, attiva dal 1998. Strumenti derivati per la copertura finanziaria si sono ben sviluppati nei paesi scandinavi, nel Regno Unito e in Germania.

Dal lato della domanda, molti paesi hanno aperto il mercato finale in maniera consistente. In alcuni Stati la totale apertura del mercato ha coinciso con significativi tassi di passaggio da un operatore all'altro (Regno Unito e Finlandia); in altri, livelli dichiaratamente elevati di apertura alla concorrenza non corrispondono ad un altrettanto grado di concorrenza

⁷ La Commissione Europea ha imposto al monopolista francese Edf di mettere all'asta "capacità virtuale" di 6.000 MW a fronte della sua partecipazione in EnBW (25%), quarto produttore tedesco: i concorrenti (CNR, SNET, RWE) acquistano, in diverse *tranche*, la disponibilità di una determinata potenza a prezzo fisso per periodi compresi tra i due mesi e i tre anni. Le aste virtuali di settembre (1.200 MW) e dicembre (580 MW) 2001 hanno sollevato qualche polemica tra gli operatori poiché la capacità ceduta ha riguardato esclusivamente i mercati esteri.

⁸ Nel giugno 2002 si è completato il processo di fusione delle due borse europee tedesche nate nel 2000, EEX con sede a Francoforte e LPZ a Lipsia, che ha portato alla nascita del NEW EEX.

⁹ Tali borse sono nate dopo l'abolizione del vecchio Pool inglese nel marzo 2001 e l'introduzione del nuovo regime dei NETA.

in termini di cambiamenti di operatore (Germania). Le asimmetrie temporali riscontrate nell'apertura dei mercati hanno ridotto i benefici per i clienti e creato delle distorsioni tra le società elettriche permettendo loro sussidi incrociati tra i segmenti di mercato liberalizzati e quelli ancora regolati.

Nel settore della vendita al dettaglio si riscontra pressappoco lo stesso grado di concentrazione di quello della generazione. Dopo un periodo di intensa attività di M&A, il mercato sembra trovarsi in una fase di assestamento in cui i *major* nella generazione e nella vendita continuano ad essere gli operatori pre-esistenti: Edf, E.ON, RWE, Endesa, ENEL, Electrabel e Vattenfall; mentre esempi di operatori indipendenti, con un *business* di livello europeo, sono TXU-Europe e Essent. Essendosi spostato il *business focus* su scala europea, le strategie adottate da questi operatori sono state finalizzate al raggiungimento della "massa critica" nel nuovo contesto liberalizzato; le industrie si concentrano sul *core business* (elettricità e gas naturale, ma anche acqua e rifiuti) e non sulla diversificazione eccessiva delle attività. Inoltre, il fattore politico ha svolto un ruolo finora molto determinante per le opportunità di crescita degli operatori, indipendentemente dalla loro quota di mercato¹⁰.

Progressi sono stati fatti in tema di accesso alle reti e di tariffe di trasporto mediante l'adozione di una serie coerente di condizioni per l'accesso da un lato e di strutture tariffarie per la trasmissione e distribuzione tra i vari Stati membri dall'altro. I maggiori ostacoli alla concorrenza restano gli elevati livelli dei corrispettivi per i servizi di distribuzione e gli asimmetrici regimi di bilanciamento.

Fondamentale per la creazione di un mercato europeo dell'energia elettrica è una regolazione dei flussi di scambio transfrontaliero di elettricità che sia non discriminatoria e che rifletta i costi. Dopo lo scarso coordinamento tra i vari gestori di rete e regolatori nazionali, il Forum di Firenze¹¹ del febbraio scorso ha approvato per il 2002 un meccanismo provvisorio di tariffazione delle transazioni transfrontaliere proposto dall'European Transmission System Operator (ETSO).

In termini di prezzi finali dell'elettricità, la *performance* dei vari paesi membri appare differente nel 2001 e ciò è riconducibile a diversi fattori di natura strutturale-istituzionale (ad esempio le politiche tariffarie) e congiunturale (l'aumento dei prezzi del petrolio). Per quanto riguarda le utenze domestiche, vi è stato un incremento dei prezzi finali medi (al netto delle imposte) in tutti gli Stati membri ad eccezione di Spagna, Italia e Svezia. Per le utenze industriali, significativi decrementi nei prezzi medi finali si sono verificati in Austria, Svezia, Spagna e Regno Unito mentre Danimarca, Olanda hanno registrato forti aumenti e in Francia e Germania i prezzi finali non sono sostanzialmente variati rispetto al 2000¹².

Gas naturale

Per quanto riguarda il mercato del gas naturale, nel 2001 sono ancora molte le criticità da superare sia a livello di singolo Stato membro sia a livello transfrontaliero.

Dal lato della domanda molto è stato compiuto in termini di apertura al mercato, anche se spesso i consumatori non hanno una reale possibilità di scelta. In effetti, il passaggio dal fornitore ex-monopolista ad operatori alternativi resta a tutt'oggi un fenomeno circoscritto: a parte il Regno Unito, sviluppi positivi si sono avuti solo nei Paesi Bassi ed in Irlanda.

¹⁰ Per le strategie delle *utilities* europee in questi primi anni di liberalizzazione cfr. *West European Electricity Review 2002, Power in Europe*, Platt's, edito da Henry Edwardes-Evans e Martin Burnett.

¹¹ L'*European Electricity Regulatory Forum* è stato costituito dalla Commissione europea nel 1998 e riunisce il CEER (Council of European Energy Regulators), i rappresentanti degli Stati membri, la Commissione europea, i gestori di rete, i *traders*, i consumatori, gli utilizzatori delle reti e i gestori dei mercati all'ingrosso. Lo scopo dell'organismo, che si riunisce due volte all'anno a Firenze, è quello di affrontare le tematiche legate alla costituzione del mercato unico dell'energia che vanno oltre l'applicazione delle direttive europee.

¹² Vedi tavole n. 1.3 di pag. 19 (utenze domestiche) e n. 1.5 pag. 24 (utenze industriali) della *Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività svolta*, Autorità per l'energia elettrica e gas, 4 luglio 2002.

Sul basso tasso di *switching* incidono fattori strutturali e normativi. Dal primo punto di vista, il lato dell'offerta (produzione e importazione) rimane ancora fortemente concentrato impedendo così l'ingresso di nuovi operatori. Mercati all'ingrosso, importanti per incoraggiare i nuovi entranti, si sono sviluppati solo nel Regno Unito (IPE e EnMO) e in Belgio (attraverso il più grande gas *trading hub* Zeebrugge). Nuovi *spot market* si stanno sviluppando soprattutto in Germania e in Olanda, anche se ancora poco rilevanti sono i volumi di gas naturale contrattati.

Interventi strutturali nella filiera del trasporto e della vendita, come si è detto, si limitano al Regno Unito e alla Spagna con la separazione proprietaria tra le due attività mentre gli altri Paesi hanno optato per la soluzione contabile o societaria.

Nella distribuzione, pochi gli sforzi compiuti dai singoli Stati membri per aumentare la concorrenza a livello nazionale, dove il mercato è dominato dagli ex-monopolisti o dagli *incumbent* di altri paesi. Infatti, sempre più intensa è l'attività di M&A in questa fase della filiera da parte delle grandi compagnie petrolifere che, sfruttando le asimmetrie a livello europeo sui tempi e le modalità di apertura della domanda, cercano sbocchi per il gas naturale da essi prodotto. Eccetto il Regno Unito, i maggiori progressi sono stati fatti in Irlanda, Paesi Bassi e Italia dove le barriere all'entrata sono divenute meno vigorose.

Dal punto di vista normativo, gli interventi in alcune questioni cruciali come l'accesso alla rete e le tariffe di trasporto sono stati pochi. Inoltre, in quei paesi dove vige un basso livello di *unbundling*, un regime negoziato per le tariffe e le condizioni di accesso alla rete può causare incertezza e dar luogo a costose e lunghe controversie; la situazione diviene più critica in presenza di più gestori di rete come in Germania e Austria. Per questo motivo, in molti paesi le tariffe di trasporto restano a tutt'oggi elevate, tali da impedire l'ingresso di nuovi operatori e da sussidiare imprese collegate operanti nei mercati liberi; inoltre, i regimi di stoccaggio e di bilanciamento sono ancora insoddisfacenti e le loro tariffe sono scarsamente aderenti ai costi effettivi.

Oltre agli ostacoli alla concorrenza esistenti all'interno dei singoli Stati, vanno rilevati diversi impedimenti alle transazioni transfrontaliere che sono rilevanti dato l'elevato livello di interdipendenza dei mercati del gas naturale in Europa. Attualmente c'è ancora poca chiarezza circa l'effettiva disponibilità di capacità, e in alcuni punti della rete europea non è possibile effettuare tutte le operazioni potenziali a causa di capacità insufficiente; non esiste infine un reale coordinamento in termini tariffari per facilitare gli scambi transfrontalieri.

In termini di sicurezza dell'offerta di gas naturale, provvedimenti a riguardo sono stati isolati: sebbene questa questione sia cruciale e richieda enormi investimenti, gli Stati membri sembrano più preoccupati della sicurezza dell'elettricità che non del gas naturale. Come si è detto, lo sviluppo di mercati all'ingrosso che favoriscano contratti di lungo termine ed incentivino nuovi investimenti è tuttora molto limitato.

Nel 2001 l'andamento dei prezzi finali nei vari paesi ha risentito dell'aumento delle quotazioni petrolifere. Questo si è tradotto in un incremento medio europeo dell'11% dei prezzi medi (al netto delle imposte) delle utenze domestiche e del 17,5% dei prezzi medi (al netto delle imposte) delle utenze industriali rispetto al 2000¹³.

1.3.3 Dopo il Consiglio europeo di Barcellona: le nuove proposte di direttive

Le conclusioni relative al mercato per l'energia del Consiglio europeo di Barcellona del febbraio 2002 hanno segnato in molti punti un passo indietro rispetto alla vecchia proposta di modifica delle due direttive avanzata dalla Commissione nel 2001. Pochi mesi dopo il Consiglio di Barcellona, è stata resa nota la proposta modificata di direttiva del Parlamento e

¹³ Cfr. tavole n. 1.6 di pag. 26 (utenze domestiche) e n. 1.7 di pag. 29 (utenze industriali) della *Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività svolta*, Autorità per l'energia elettrica e gas, 4 luglio 2002.

del Consiglio europeo recante modificazioni delle direttive sui mercati dell'energia elettrica e del gas naturale: tale nuova proposta, elaborata dalla Commissione energia e resa nota il 7 giugno scorso, recepisce, e in alcuni casi supera, le indicazioni del recente Consiglio europeo di Barcellona. Sebbene il testo sia già passato al vaglio del Parlamento europeo, è possibile che la sua approvazione incontri resistenza, specialmente da parte dei paesi maggiormente "conservatori" in materia di energia, come la Francia e la Germania.

1.3.4 Le conclusioni del Consiglio europeo di Barcellona

Le principali decisioni del Consiglio di Barcellona in materia di energia hanno riguardato:

- la libertà di scelta del fornitore per tutte le utenze non domestiche (almeno il 60% del mercato) a partire dal 2004, sia per elettricità che per gas naturale. Da notare che la decisione implica una revisione delle direttive europee 96/94/CE (elettricità) e 98/30/CE (gas naturale), rappresentando comunque un "alleggerimento" rispetto alla proposta della Commissione del 2001, che individuava il termine per l'apertura a tutti i clienti industriali entro il 2003;
- la data per l'ulteriore apertura del mercato alle utenze domestiche sarà definita nel Consiglio europeo della primavera 2003. Anche in questo caso la Commissione proponeva di fissare già da adesso la data del gennaio 2005 per l'apertura totale dei mercati;
- la separazione della trasmissione e distribuzione dalla produzione e fornitura: in questo caso il Consiglio si è mantenuto su una affermazione molto generica, visto che separazione può implicare molte cose (contabile, societaria, proprietaria) aventi diversi effetti;
- l'accesso non discriminatorio di consumatori e produttori alle reti in base a tariffe trasparenti e pubblicate: anche in questo caso la proposta della Commissione di imporre a tutti i paesi un accesso regolato non è stata portata avanti e si è ribadito sostanzialmente quanto già presente nelle Direttive;
- l'istituzione in ciascuno Stato membro di una "funzione di regolamentazione", nell'ambito del quadro normativo appropriato e con lo scopo principale del controllo sulla determinazione delle tariffe. Anche in questo caso le proposte della Commissione, inizialmente favorevoli alla prescrizione più precisa di autorità di settore indipendenti, si sono progressivamente alleggerite, e nelle decisioni del Consiglio è sparito anche il riferimento alla "indipendenza dall'industria" presente nella proposta della Commissione. La prescrizione del Consiglio è infatti compatibile anche con meccanismi che non prevedono la presenza di una autorità sganciata dall'esecutivo dei vari Stati;
- l'esortazione al raggiungimento, entro il 2002, di un accordo riguardante un sistema di definizione delle tariffe per le transazioni transfrontaliere di energia elettrica, che includa anche la gestione delle congestioni, basato su principi di non discriminazione, trasparenza, semplicità. Come si è detto, un accordo è stato raggiunto, se pur in via provvisoria, già da marzo con il Forum di Firenze;
- entro il 2005 le reti elettriche dovranno raggiungere un livello di interconnessione pari almeno al 10% della capacità di generazione installata (oggi stimato dalla Commissione intorno al 7-8%): a sostenere i finanziamenti necessari dovranno essere principalmente le imprese interessate. Ciò implica la previsione, all'interno delle legislazioni nazionali, di un'apposita regolamentazione che consenta di

conciliare la necessità di incentivare il finanziamento privato e la relativa necessità di remunerazione dello stesso, con la prescrizione di accesso ai terzi non discriminatorio.

1.3.5 Le nuove proposte di direttive su elettricità e gas naturale

Le maggiori novità delle nuove proposte di modifica delle direttive elettricità e gas naturale del 7 giugno 2002 riguardano:

- in materia di idoneità la proposta di modifica della direttiva 96/92/CE prevede dal gennaio 2004 l'apertura del mercato elettrico a tutti i clienti industriali e dal gennaio 2005 a tutti i clienti. La Commissione si spinge al di là di quanto concluso con il recente Consiglio europeo di Barcellona: in quella sede infatti gli Stati membri si accordarono sì per un'apertura completa ai clienti industriali dal 2004 (che rappresenta già un notevole passo avanti rispetto alle quote attuali), ma rimandarono la definizione della data di apertura del mercato domestico a successive riunioni. È quindi probabile che tale prescrizione incontri ostacoli in sede di approvazione della direttiva da parte del Consiglio, vista la reticenza su questo punto della Francia;
- l'esplicita previsione in ogni Stato membro di autorità nazionali di regolamentazione indipendenti dall'industria, con specifiche funzioni a tutela della concorrenza del mercato (art. 22).

Tali funzioni dovrebbero riguardare:

- il livello di concorrenza;
- le regole di gestione e assegnazione della capacità di interconnessione;
- i meccanismi di soluzione delle congestioni di rete;
- il controllo sui responsabili della manutenzione delle reti;
- la pubblicazione dei dati da parte dei gestori di rete;
- la separazione contabile nelle imprese integrate;
- le condizioni e le tariffe di allacciamento alle reti e di accesso allo stoccaggio; inoltre, in tema di tariffe di accesso alle reti le autorità dovrebbero avere come minimo la facoltà di fissare o approvare le tariffe o i metodi utilizzati per il loro calcolo. Lo stesso vale per le condizioni di fornitura dei servizi di bilanciamento. Tali prescrizioni rappresentano sicuramente un significativo cambiamento rispetto alle norme delle direttive attualmente in vigore, dove è genericamente richiesta la presenza di una funzione di regolamentazione senza che però ne vengano esplicitate le funzioni.

La propensione per il superamento della distinzione tra accesso negoziato e regolato a favore di quest'ultimo che, nell'accezione proposta, richiede quantomeno tariffe pubblicate ex ante, tariffe o i relativi metodi di calcolo approvati e condizioni di accesso non discriminatorie (art. 14 della "Proposta modificata di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio", 07/06/02).

La nuova proposta di modifica della direttiva sull'elettricità elimina tutti gli articoli che facevano riferimento alla possibilità di istituzione dell'Acquirente Unico (anche se ovviamente ciò non esclude la sua presenza) mentre prevede che ogni Stato possa individuare un fornitore di ultima istanza a tutela dei clienti finali.

In conclusione, le nuove proposte di direttiva per i mercati dell'energia tentano di trovare un compromesso tra la necessità di portare avanti i processi di liberalizzazione al fine di creare un vero mercato unico dell'energia e la volontà politica di alcuni paesi di porre freno a qualsiasi accelerazione di tali processi: tuttavia, è la variabile "politica" a contare maggiormente nella fase finale di approvazione delle due nuove direttive.

1.3.6 Le politiche per la sicurezza degli approvvigionamenti

Le politiche energetiche ed ambientali sono ormai interdipendenti. Le scelte relative alla sicurezza degli approvvigionamenti ed alla gestione della domanda di energia devono tenere in considerazione, oltre ai vincoli economici e geopolitica, i vincoli di impatto ambientale. Inoltre il disegno di politiche volte a migliorare la sostenibilità ambientale dell'uso delle fonti energetiche porta frequentemente con sé l'effetto di ridurre la dipendenza energetica dall'estero; ci si riferisce in particolare al sostegno delle fonti rinnovabili e alle politiche di incentivazione del risparmio energetico.

Con il libro verde "*Verso una strategia per la sicurezza degli approvvigionamenti energetici*" del 2000 la Commissione europea affrontava il problema della sfida della sicurezza degli approvvigionamenti energetici in un contesto di consumi crescenti con la consapevolezza del ruolo delle politiche ambientali. La Commissione europea rilevava nel documento che la produzione comunitaria è insufficiente a coprire il fabbisogno energetico dell'Unione; inoltre la dipendenza energetica dall'esterno, e quindi le debolezze strutturali dell'approvvigionamento energetico dell'Unione, sono in continua crescita. Una politica finalizzata a garantire una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti energetici non deve necessariamente essere volta ad una riduzione della propria dipendenza dall'estero quanto alla riduzione dei rischi connessi con quest'ultima. La soluzione avanzata dall'Unione europea consiste pertanto nella diversificazione delle fonti di approvvigionamento, nello sviluppo delle fonti rinnovabili e nel sostegno dell'efficienza energetica.

Il libro verde mirava a sviluppare il dibattito sulla politica energetica al fine di giungere nel tempo all'elaborazione di una politica energetica comune da parte degli Stati membri. A tal fine il documento della Commissione europea poneva una serie di quesiti, volti a stimolare il dibattito, sui quali nel corso dell'ultimo anno gli Stati membri hanno fornito diverse risposte.

Riprendiamo nel seguito le questioni principali sollevate dalla Commissione europea sulle quali si sta sviluppando il dibattito per il futuro della politica energetica comunitaria.

Box - Le borse elettriche europee

Un quadro riassuntivo sulle principali borse elettriche europee Amsterdam Power Exchange Spotmarket B.V. (APX)

Nei Paesi Bassi il mercato dell'energia elettrica all'ingrosso è organizzato prevalentemente intorno alle transazioni bilaterali. Esiste tuttavia un mercato *spot* dell'energia elettrica gestito dall'Amsterdam Power Exchange (APX), una società privata detenuta da Electabel, Essent, RWE e Edf. L'APX gestisce una borsa elettrica che è entrata in operatività nel maggio del 1999 e che comprende un mercato del giorno prima (*day-ahead market*) al quale, a partire dal febbraio 2001, è stato aggiunto un mercato di aggiustamento infra-giornaliero. La partecipazione è volontaria e il meccanismo di *price setting* è quello del "System Marginal Price" (SMP) basato sul *merit order* degli impianti.

Se nel 1999-2000 solo il 5% del fabbisogno nazionale transitava sulla borsa APX, oggi circa il 16% dei consumi nazionali viene soddisfatto dall'APX. I partecipanti sono attualmente 39, tra cui molte società straniere che hanno *business* in Olanda o nei paesi confinanti: Vattenfall (Svezia), Statkraft (Norvegia), E.ON, RWE e EnBW (Germania), Endesa (Spagna), TXU Europe (Regno Unito).

Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad SA (Omel)

Il mercato all'ingrosso spagnolo è affidato ad un operatore di mercato indipendente, Omel, che gestisce una borsa elettrica entrata in operatività nel gennaio 1998 e obbligatoria per tutti gli operatori del settore (con capacità installata superiore a 50 MW) in quanto essa è stata introdotta dalla legislazione nazionale (Ley 54/97 e Real Decreto 2019/97); tuttavia sono ammessi contratti bilaterali in deroga alla borsa. Si tratta dunque di un *pool* basato sul *merit order* dove il prezzo di equilibrio è quello marginale di sistema.

L'Omel gestisce una serie di mercati che si susseguono in sequenza temporale a forma di cascata: un mercato del giorno prima (*day-ahead*), un mercato di aggiustamento infra-giornaliero che si svolge in più sessioni (*intra-day*), un mercato per i servizi ancillari e la risoluzione delle congestioni e dei vincoli tecnici di rete e infine un mercato della capacità (*capacity payment*).

Nordic Power Exchange

Il Nord Pool ASA è il successore di un vecchio *pool* formatosi nel 1971 dall'aggregazione di cinque *pool* regionali della Norvegia. Nel 1991 il NordPool diviene proprietà di Statnett Marked, una controllata del gestore di rete norvegese Statnett SF, e nel maggio 1992 è operativo in Norvegia. Con la liberalizzazione del settore elettrico in Svezia, il NordPool si afferma come un *power exchange* norvegese-svedese e a partire dal 1998 estende la sua area di attività anche in Finlandia e Danimarca. La partecipazione al NordPool è volontaria.

Dal luglio 2002, il NordPool si divide in due realtà: il NordPool Spot AS, di proprietà in parti uguali di tutti i TSOs scandinavi e di NordPool ASA, che gestisce i mercati fisici del giorno prima (*Elspot*) all'interno dell'area nordica; il NordPool ASA, di proprietà dei gestori di rete di Norvegia e Svezia, gestisce invece i mercati per la copertura finanziaria sui prezzi dell'energia (*Elterim*, dove si contrattano *forwards*, *futures* e *options*) e quelli fisici esterni all'area nordica. La regola di formazione del prezzo è quella semplice del SMP; a livello di sistema, il prezzo tiene conto dei singoli prezzi zionali formati nei vari paesi scandinavi e delle eventuali congestioni.

European Energy Exchange AG (EEX)

Nasce dalla fusione, completata a fine luglio di quest'anno, di due *power exchanges*: Leipzig Power Exchange GmbH (LPX), con base a Lipsia, e European Energy Exchange AG (EEX) con base a Francoforte. Le due borse elettriche sono entrate in funzione nel 2000 e nel tempo sono divenute sempre più competitive.

Il nuovo EEX gestisce un mercato fisico *day-ahead* che si basa sia su aste orarie (*hourly contracts*) sia sui blocchi (*block contracts*) e prevede la possibilità anche di contrattazioni continuative (*continuous trading*); è inoltre presente un mercato dei derivati che offre *futures* con diverse scadenze (mese, trimestre, anno) e differenti tipologie (*baseload* e *peakload*). Attualmente sono 111 i partecipanti all'EEX, 43 nel Future Market e 96 nello Spot Market.

Powernext SA

Il 26 novembre 2001 è partita la borsa elettrica francese gestita da Powernext SA, società per azioni tra i cui azionisti troviamo Euronext Paris, Edf, BNP Paribas, Société Générale, TotalFinaElf e Electabel. Powernext gestisce un mercato *day-ahead* basato su aste orarie a partecipazione volontaria. Sul tale borsa transitano circa il

2,5% dei consumi del mercato libero francese e ad oggi il numero dei partecipanti è 27; tra questi figurano anche ENEL e Edison Energia.

Energy Exchange Austria AG (EXAA)

La borsa elettrica EXAA è nata l'8 giugno 2001 e tra i soci fondatori vi è la Wiener Borse e la Provincia di Styria. Il mercato *spot* è stato lanciato il 21 marzo 2002 e il numero dei partecipanti è finora a 16. Tra i più importanti operatori figurano Atel (Svizzera), Sempra (Inghilterra), Electrabel (Belgio), RWE (Germania) e Statkraft (Norvegia). Per adesso l'EXAA gestisce un mercato *spot day-ahead* basato su aste orarie e prevede l'introduzione di *Block Products* in autunno.

United Kingdom Power Exchange (UK PX)

L'UK PX è una piattaforma di *trading* nata nel maggio 2000 e offre contratti fisici *spot* e derivati finanziari per l'elettricità. Contratti *spot* possono essere stipulati sui seguenti mercati del giorno prima: *Half-Hour (HH) Contracts*, *Day-Ahead (DA) Contracts* e *4 Hours Block (4HB) Contracts*. *Futures* di tipo *baseload* e *peakload* sono disponibili a diverse scadenze (giorno, settimana, mese, trimestre e stagione).

L'andamento dei prezzi sulle principali borse europee nel 2001-2002

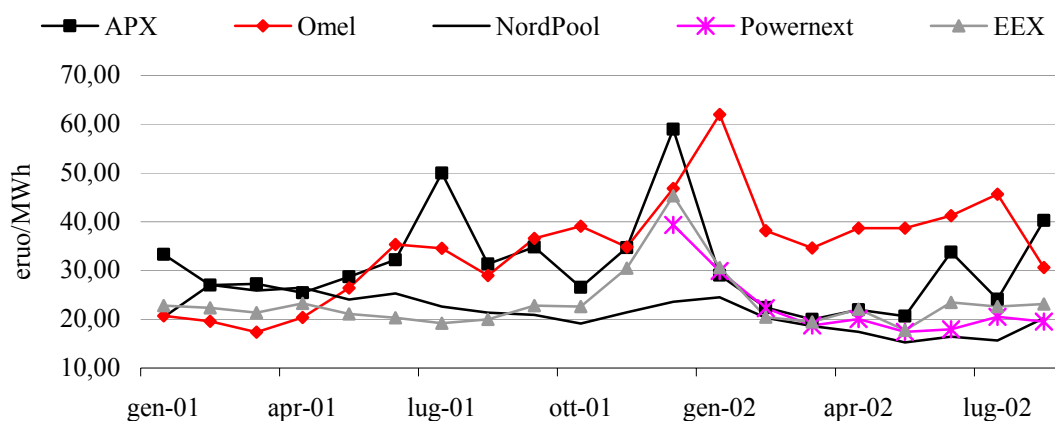
La figura raffigura i prezzi medi mensili di alcune borse elettriche europee nel periodo gennaio 2001-agosto 2002 (per la Germania, si è riportato un unico valore pari alla media dei prezzi EEX e LPX).

Come si vede, la *performance* migliore è quella del Nordic Power Exchange, dove i prezzi sono bassi e poco volatili; a seguire le borse tedesche che hanno tuttavia sperimentato rialzi tra la fine del 2001 e l'inizio del 2002.

La borsa più volatile è certamente quella olandese dell'APX: la scarsità di capacità di importazione, le frequenti congestioni lungo le reti di interconnessione con l'estero, il comportamento sleale di alcuni operatori dominanti e l'insufficiente trasparenza e informazione di borsa sono state tra le cause della elevata volatilità dei prezzi APX. Dopo alcuni miglioramenti registrati all'inizio del 2002, la volatilità dei prezzi ha fatto ritorno nei mesi di estivi.

I dati sulla borsa elettrica spagnola Omel hanno evidenziato un *trend* al rialzo nel 2001 che è culminato a gennaio 2002 quando si sono raggiunti i 60 €/MWh. I prezzi della borsa francese hanno registrato un *trend* al ribasso molto simile a quello delle borse tedesche, passando dai 40 €/MWh circa di dicembre 2001 ai 20 €/MWh di agosto 2002.

Prezzi medi mensili in alcune borse elettriche europee. Anni 2001-2002



Fonte: Elaborazioni REF su dati borse

Coordinamento della politica energetica dei Paesi dell'Unione

La Commissione europea sosteneva nel libro verde l'opportunità di una politica energetica coerente e coordinata a livello comunitario nel contesto di un mercato interno europeo sempre più integrato nel quale le decisioni di uno Stato incidono inevitabilmente sul funzionamento del mercato negli altri Stati membri. La Commissione prendeva atto che la politica energetica ha assunto una dimensione comunitaria nuova, senza che ciò si sia tradotto in nuove competenze comunitarie. Le risposte degli Stati membri a tal proposito sono state discordi tra loro, come spesso avviene sulle questioni cruciali dell'integrazione europea e dell'autonomia dei singoli paesi. In generale gli Stati membri sottolineano l'opportunità dello sviluppo di una politica energetica comune nel rispetto del principio di sussidiarietà e delle specificità dei singoli paesi.

Fiscalità ed aiuti di Stato

La diversità dei trattamenti fiscali dei prodotti energetici in vigore nei diversi Stati membri risulta uno dei nodi più difficili da risolvere nel processo di integrazione dell'Unione. Pur in presenza di una proposta comunitaria per l'armonizzazione della tassazione energetica i trattamenti fiscali dei prodotti energetici e le recenti *green tax reforms* continuano a divergere. Nel Libro verde la Commissione auspicava una riapertura del dibattito sulla fiscalità; molti Stati (tra cui la Germania e la Francia) sembrano favorevoli alla ricerca di una maggior armonizzazione fiscale. Per ottenere questo obiettivo resta tuttavia da superare la resistenza del gruppo di Paesi contrari (tra cui vi è il Regno Unito).

Dialogo e collaborazione di lungo periodo con i paesi produttori

Come si è detto la garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti energetici non passa necessariamente da una riduzione della dipendenza energetica dai paesi terzi quanto dalla riduzione dei rischi di tale dipendenza. In questo senso la Commissione e gli Stati membri riconoscono l'importanza di un dialogo di lungo periodo con la Russia e con i paesi dell'Africa mediterranea, Algeria in particolare, da cui dipende gran parte degli approvvigionamenti energetici, soprattutto di gas naturale, dell'Unione. Tale dialogo dovrà essere volto alla costituzione di un quadro di relazioni in grado di garantire la stabilità degli investimenti, degli approvvigionamenti e dei prezzi.

Sviluppo delle fonti rinnovabili e uso razionale dell'energia

Una delle sfide più importanti per garantire una maggior sicurezza energetica dell'Unione consiste nello sviluppo delle fonti rinnovabili, che sono tipicamente fonti interne, e nella gestione della domanda di energia al fine di ottenere un consistente risparmio energetico. Come abbiamo già sottolineato, tali obiettivi di politica energetica sono comuni alle politiche ambientali di cui ci si occupa diffusamente in un altro paragrafo del presente rapporto. Qui vale la pena sottolineare la diffusa convinzione in sede comunitaria dell'opportunità di sostenere attraverso aiuti di Stato lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Si delinea inoltre da parte della Commissione la possibilità di cofinanziare le fonti rinnovabili con contributi provenienti da settori come quelli di gas naturale, petrolio e nucleare, che in partenza hanno beneficiato di aiuti consistenti e sono oggi redditizi.

Il nodo del nucleare

Il dibattito sul futuro dell'energia nucleare in Europa negli ultimi anni ha ripreso vigore. Alcuni Stati europei hanno ormai rinunciato da tempo all'uso di tale fonte energetica mentre altri continuano ad utilizzarla intensamente. L'energia nucleare è oggi uno dei temi del dibattito sulla lotta contro il cambiamento climatico e sulla sicurezza energetica. Nel libro verde la Commissione europea invitava a riaprire il dibattito sulla soluzione del problema dei

residui, sul rafforzamento della sicurezza nucleare e sullo sviluppo della ricerca sui reattori del futuro e su nuove tecniche come la fusione.

Il ruolo delle scorte

La Commissione europea invita, nel Libro Verde e nella recente proposta di direttiva circa l'allineamento delle misure a sostegno della sicurezza degli approvvigionamenti di petrolio del settembre 2002, a ripensare al ruolo delle scorte, prevedendo non solo un incremento delle scorte obbligatorie di petrolio (dai 90 giorni di consumo medio, attualmente previsti per ognuna delle categorie di petrolio destinate ad usi energetici, a 120 giorni) ma anche l'estensione di scorte di riserva ad altre energie come gas naturale e carbone e l'armonizzazione dei sistemi nazionali di stoccaggio.

Tale possibilità di estensione delle scorte esistenti e di creazione di nuove scorte è volta a ridurre i rischi legati all'elevata volatilità dei prezzi dei prodotti energetici, in particolare del petrolio, registratasi negli ultimi anni. L'efficacia di una tale manovra in questo senso è tuttavia legata al coordinamento internazionale, non soltanto a livello europeo ma anche tra Europa e Stati Uniti. Infatti un incremento delle scorte in Europa sortirebbe effetti nella stabilizzazione dei prezzi dell'energia soltanto se non fosse seguito da una riduzione delle scorte da parte degli operatori americani il cui sistema è complementare con quello europeo.

1.4 LE POLITICHE AMBIENTALI

1.4.1 Introduzione

Le principali caratteristiche delle politiche ambientali legate all'uso delle risorse energetiche possono essere ascritte a due processi. Il primo è legato allo sforzo a livello internazionale di giungere ad accordi comuni volti alla riduzione delle emissioni derivanti dalla combustione di fonti energetiche. In questo quadro vanno inseriti il dibattito a livello mondiale per la ratifica del Protocollo di Kyoto sulla riduzione dei gas serra ed i progressi fatti negli accordi internazionali per la riduzione delle emissioni acide in atmosfera, il cui momento più importante si è avuto con la stesura del Protocollo di Göteborg nel 1999. Il secondo processo è volto alla promozione delle fonti rinnovabili e dell'uso razionale dell'energia. In questo ambito rientrano il lavoro della *task force* del G8 sulle fonti rinnovabili, la direttiva dell'Unione europea sull'elettricità da fonti rinnovabili ed i nuovi programmi europei volti ad incentivare l'uso razionale dell'energia.

1.4.2 Le politiche per il contenimento delle emissioni inquinanti

Gli effetti delle emissioni di sostanze inquinanti costituiscono di frequente motivo di discussione e confronto. Negli ultimi anni sono stati fatti importanti passi avanti verso il coordinamento delle politiche ambientali volte a contenere le emissioni inquinanti. Gli accordi internazionali stipulati a questo fine devono tuttavia superare numerosi ostacoli prima di divenire vincolanti. I passi fatti verso l'effettiva applicazione dei Protocolli di Kyoto e Göteborg fanno comunque ben sperare nell'effettiva volontà di alcuni importanti Paesi, in particolare dell'Unione europea, di attuare sforzi effettivi per il coordinamento delle proprie politiche ambientali. Il Protocollo di Kyoto permetterà di coordinare le politiche di contrasto alle emissioni di gas serra il cui impatto è globale. Il Protocollo di Göteborg segna un importante passo avanti nel coordinamento delle politiche per la riduzione delle emissioni acide in atmosfera.

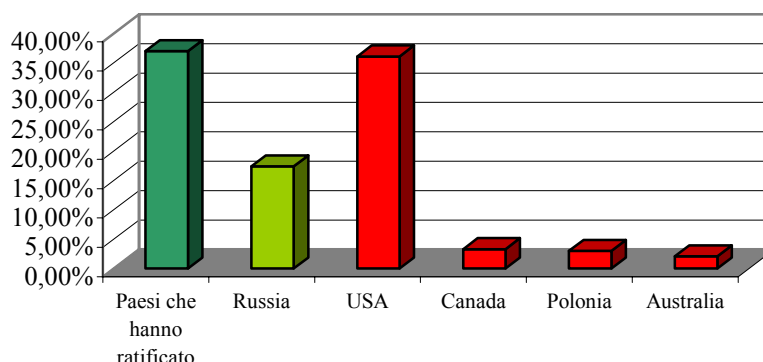
1.4.3 Il Protocollo di Kyoto: ratifiche e primi passi verso la realizzazione

Il Protocollo di Kyoto del 1997 individua le prime misure per l'attuazione della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UN-FCCC) e stabilisce gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra. Con il Protocollo i paesi industrializzati si impegnano a ridurre le proprie emissioni entro il 2012 nella misura complessiva del 5,2% rispetto ai livelli del 1990. Va notato che il Protocollo non è ancora in vigore; affinché esso diventi vincolante è necessaria la sua ratifica da parte di almeno 55 paesi parti della Convenzione, le cui emissioni di gas serra ammontino almeno al 55% delle emissioni dei paesi industrializzati. Dopo l'abbandono del Protocollo da parte degli Stati Uniti nel marzo del 2001 ed in seguito alla presa di posizione di alcuni paesi, si sono compiuti passi importanti. Il successo delle Conferenze delle parti di Bonn (luglio 2001) e Marrakech (novembre 2001) ha infatti chiarito degli aspetti essenziali (quantificazione delle emissioni, conteggio delle riduzioni, funzionamento dei meccanismi flessibili) per la ratifica del Protocollo da parte dei paesi firmatari. Oggi la prima soglia necessaria all'entrata in vigore del protocollo è stata superata; 70 paesi hanno infatti ratificato il Protocollo, e la seconda soglia potrebbe essere raggiunta fra breve¹⁴. Infatti l'ammontare delle emissioni dei paesi che hanno

¹⁴ In particolare dopo l'impegno di ratificare il Protocollo assunto dalla Russia al vertice di Johannesburg di agosto 2002.

già ratificato è pari al 37,1%¹⁵ delle emissioni dei paesi industrializzati e se la Federazione russa darà seguito agli impegni di ratifica del protocollo recentemente assunti al vertice di Johannesburg sullo sviluppo sostenibile si arriverà alla soglia del 55%. L'Unione europea, contemporaneamente ai propri Stati membri, ha ratificato il Protocollo il 31 maggio 2002, dando conferma della volontà di acquisire un ruolo di *leadership* internazionale nella riduzione delle emissioni di gas serra (figura 1.14).

Figura 1.14 - Percentuali delle emissioni sul totale dei Paesi industrializzati (Paesi che hanno ratificato e non hanno ratificato il protocollo di Kyoto)



Fonte: Elaborazioni REF su dati UNFCCC

Una volta entrato in vigore il Protocollo di Kyoto, i paesi che lo hanno ratificato saranno impegnati formalmente a ridurre le proprie emissioni di gas serra. In particolare l'Unione europea dovrà ridurre le proprie emissioni fra il 2008 e il 2012 dell'8% rispetto a quelle registrate nel 1990. Risulta tuttora valida la ripartizione degli obblighi fra gli Stati membri fissata dal Consiglio europeo dei Ministri dell'Ambiente nel 1998. La ripartizione dei carichi di riduzione delle emissioni tra gli Stati membri è avvenuta in modo direttamente proporzionale ai livelli pro capite di emissioni e al grado di sviluppo di ciascun paese.

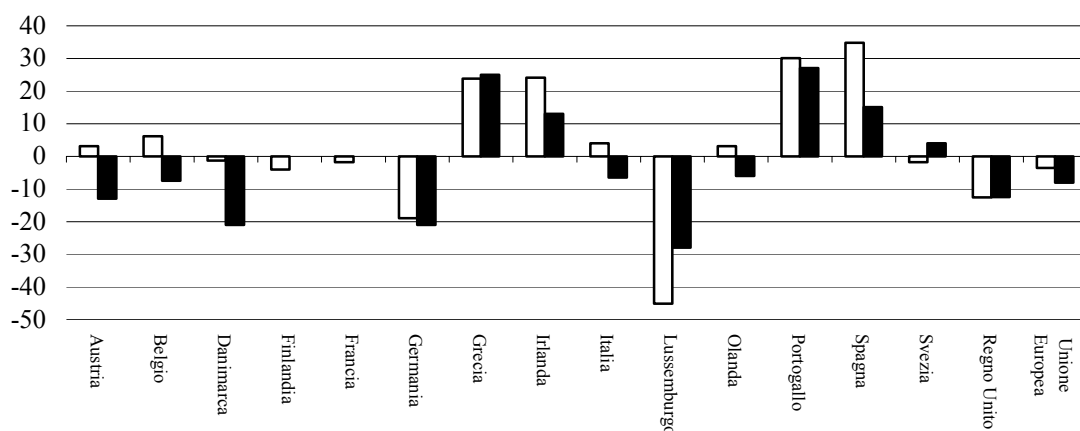
L'Unione europea appare nel suo complesso in grado di rispettare gli impegni presi con la ratifica del Protocollo di Kyoto; tra il 1990 ed il 2000 le emissioni di gas serra sono infatti diminuite di circa il 3,5%. L'andamento delle emissioni nei diversi Stati membri non appare tuttavia omogeneo. In particolare Germania e Regno Unito, i maggiori responsabili delle emissioni complessive dell'UE, sono i paesi che hanno ottenuto i migliori risultati (grazie soprattutto alla sostituzione del carbone con il gas naturale), con riduzioni del 19% e del 12,5%, mentre l'Italia, le cui emissioni presentano un *trend* crescente dal 1990 ad oggi, appare ancora lontana dall'obiettivo che si è formalmente impegnata a raggiungere (figura 1.15).

Per quanto riguarda l'andamento delle emissioni di CO₂, quelle che provengono dai settori di produzione dell'energia hanno avuto un *trend* decrescente nello scorso decennio (figura 1.16). Il maggior contributo in tale riduzione viene dalla generazione elettrica ed è dovuto alla sostituzione di carbone e lignite con gas naturale ed allo sviluppo della generazione elettrica nucleare e da fonti rinnovabili. Al contrario il settore dei trasporti presenta una netta tendenza alla crescita nelle emissioni di anidride carbonica riflettendo la crescente domanda di trasporti privati e commerciali su strada.

¹⁵ Dati al 30 agosto 2002 (fonte: UNFCCC).

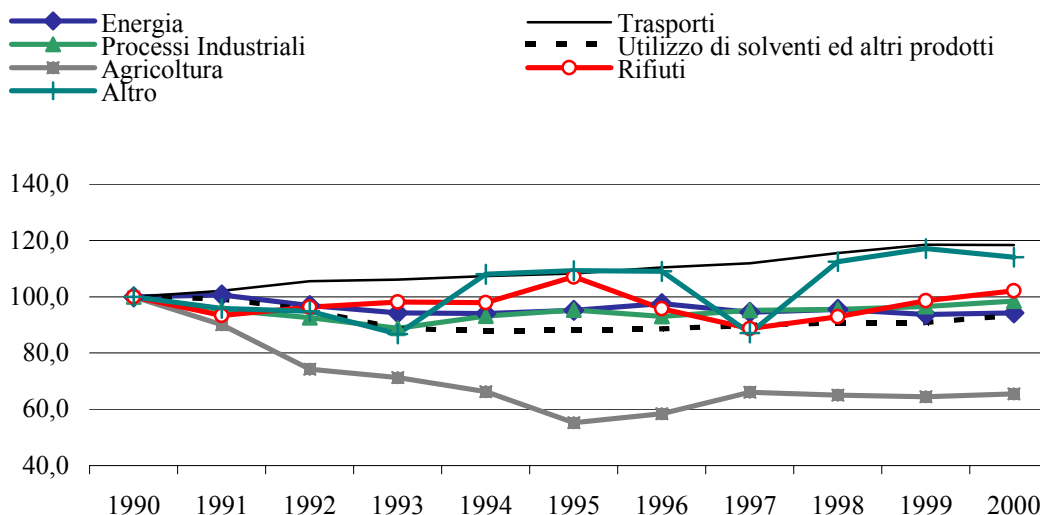
Figura 1.15 - Riduzione delle emissioni di gas serra e *target* di Kyoto per l'UE

□ Variazione 2000/1990 (%) ■ Onere di riduzione (2008-2012) (secondo gli accordi del 1998)



Fonte: Elaborazioni REF su dati EEA

Figura 1.16 - Andamento delle emissioni di CO₂ in Europa per settore (Numeri indice 1999=100)



Fonte: Elaborazioni REF su dati European Environment Agency

Il progresso della discussione sulle modalità applicative del Protocollo di Kyoto e la ratifica di diversi paesi hanno stimolato la produzione di strumenti per la sua applicazione. Per esempio il Regno Unito ha lanciato il primo schema di *emission trading* a livello nazionale nei primi mesi del 2002 (Box a pag. 68). L'Unione europea nell'ottobre 2001 ha reso nota una proposta di direttiva per un mercato europeo delle emissioni a partire dal 2005, che dovrebbe avere il beneficio di limitare i costi della riduzione delle emissioni.

Per quanto riguarda l'Italia, i recenti accordi di Bonn e Marrakech consentono una maggiore flessibilità rispetto alle disposizioni previste dalla delibera CIPE del 19 novembre 1998. Pertanto è in preparazione una nuova delibera del CIPE sulla riduzione delle emissioni inquinanti in base alla ratifica del Protocollo di Kyoto (Box alla pagina seguente).

BOX - Proposta di nuova delibera CIPE per Kyoto

Il nostro paese si appresta ad aggiornare le linee guida per le politiche e le misure nazionali di riduzione di gas ad effetto serra, sostituendo la precedente delibera CIPE 137/98 con un nuovo provvedimento che prende atto del diverso andamento rispetto agli obiettivi di riduzione delle emissioni, dimezza e in qualche caso annulla gli obiettivi settoriali e compensa la differenza rispetto all'obiettivo complessivo nazionale attraverso i cosiddetti "meccanismi di flessibilità". Il ricorso illimitato a questi meccanismi è stato infatti riconosciuto nell'ambito della settima conferenza dalle parti firmatarie del Protocollo di Kyoto.

La proposta di delibera risulta più avanzata nella chiarezza di esposizione e nella metodologia di valutazione degli scenari, nonché nella stima degli impatti delle diverse opzioni ambientali prese in considerazione. Compie inoltre un passo avanti nella promozione delle strutture necessarie alla promozione dei meccanismi flessibili anche nel nostro paese. L'istituzione di uno sportello italiano per il meccanismo di "implementazione congiunta" (*joint implementation* - JI) e per quello di "sviluppo pulito" (*clean development mechanism* - CDM) è auspicata dalle imprese da anni. Essa dovrebbe migliorare la chiarezza e la trasparenza in un settore di complessa gestione, nella valutazione delle *baseline* delle emissioni, nella redazione di *Memorandum of understanding* coi paesi in cooperazione, nella certificazione dei crediti e nella messa a punto dei necessari schemi di finanziamento.

Questo maggior ricorso ai meccanismi di flessibilità non dovrebbe però limitare le azioni di riduzione delle emissioni di gas serra a livello nazionale. Alla conferma dei provvedimenti in essere, andrebbe accoppiata un'ulteriore azione nell'elaborazione dello scenario di riferimento, particolarmente nel settore dell'industria elettrica. Probabilmente anche la politica di promozione delle energie rinnovabili sul territorio nazionale potrebbe essere più ambiziosa.

Gli obiettivi della delibera CIPE 98

Nel 1998 l'Italia decise di osservare l'obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni del 6,5% rispetto ai livelli del 1990, con misure interamente nazionali.

Il settore elettrico, le cui emissioni ammontano a poco meno di 1/4 delle emissioni nazionali, fu individuato essere il settore a maggiori potenzialità di riduzione. Il CIPE 98 stimava che l'aumento dell'efficienza del parco termoelettrico e la promozione delle energie rinnovabili avrebbero contribuito per il 40% alla riduzione nazionale delle emissioni. Congiuntamente alla dismissione degli impianti ENEL, si programmò la loro riconversione a gas naturale, si introdusse una *carbon tax* per disincentivare i combustibili a maggiore contenuto di carbonio, sulla scia del libro bianco europeo si redasse un programma nazionale di sviluppo delle energie rinnovabili accompagnato dall'istituzione di un meccanismo di certificati verdi e si promosse un decreto per la riduzione degli usi finali dell'energia elettrica.

Alla prima verifica del 2000 si prese atto invece che il settore elettrico aumentava le proprie emissioni (+10%) con percentuali più alte della media nazionale (+5%). La drastica sostituzione dell'olio combustibile con il gas naturale non produsse, come in altri paesi, alcun miglioramento dell'efficienza del parco di generazione, sorprendentemente inchiodato ai livelli del 1990.

Le pessime prestazioni in termini di efficienza di generazione dunque, ancor più che l'aumento dei consumi elettrici, sono alla base dell'esito negativo delle politiche ambientali dell'industria elettrica italiana. La revisione della delibera CIPE 98 sembrerebbe dispensare l'industria elettrica dalle proprie responsabilità ambientali.

La nuova proposta

La proposta di nuova delibera si struttura in due parti fondamentali identificate con lo scenario a "legislazione vigente" e con lo scenario di "riferimento".

Lo scenario a "legislazione vigente" proietta le emissioni di gas serra al 2010 in base alle politiche e alle misure già in atto al 2002 (esso pertanto è paragonabile allo scenario *business as usual* della delibera CIPE 98); su otto provvedimenti elencati, cinque riguardano l'industria elettrica:

- il completamento del programma CIP6;
- l'obbligo istituito con il meccanismo dei certificati verdi;
- l'obbligo di conversione degli impianti da olio combustibile a gas naturale per le *generation companies* Genco;
- l'obbligo in capo ai distributori di promuovere progetti finalizzati all'aumento dell'efficienza negli usi finali di energia elettrica;
- la conversione a carbone della centrale ENEL di Torrevaldaliga Nord e ad orimulsion della centrale di Porto Tolle.

In merito alla costruzione dello scenario a legislazione vigente due osservazioni di metodo:

1. La conversione delle centrali di Torrevaldaliga e di Porto Tolle, anche se è stata approvata dal MAP, deve ancora superare altre approvazioni in sede locale. Gli effetti che essa produrrebbe sarebbero, comunque, di segno

opposto rispetto al raggiungimento degli obiettivi di Kyoto. Essa sembrerebbe prefigurare, inoltre, una discriminazione in favore dell'ex monopolista. Da come appare in delibera, infatti, solo i nuovi entranti, il cui parco impianti peraltro non è differenziato, dovranno programmare le loro conversioni all'interno di uno scenario nazionale predefinito ed inclusivo delle conversioni del loro maggiore concorrente.

2. Una possibile correzione a questa misura potrà intervenire al momento dell'attribuzione dei crediti di emissione, qualora fosse approvata la proposta di direttiva europea sull'*emission trading*. In quest'occasione sarà opportuno ricordare che l'ENEL è l'unico operatore a godere di un mix differenziato di combustibili.

Partendo dallo scenario a legislazione corrente la revisione della delibera CIPE sviluppa uno scenario di "riferimento" che equivale, in termini di azioni e misure nazionali individuate, allo scenario denominato "Kyoto" della delibera CIPE 98.

Questo significa che il regolatore ha per ora individuato azioni nazionali sufficienti a contenere le emissioni di gas serra al livello di 540 Mt, in aumento del 3,6% rispetto al 1990 anziché in diminuzione del 6,5%.

I livelli di emissione individuati dallo scenario di riferimento sono da considerare come i livelli massimi ai quali i diversi settori si devono adeguare entro il periodo 2008-2012, anche se per il contenimento delle emissioni a questi volumi è possibile ricorrere a nuovi e non ancora individuati meccanismi JI e CDM.

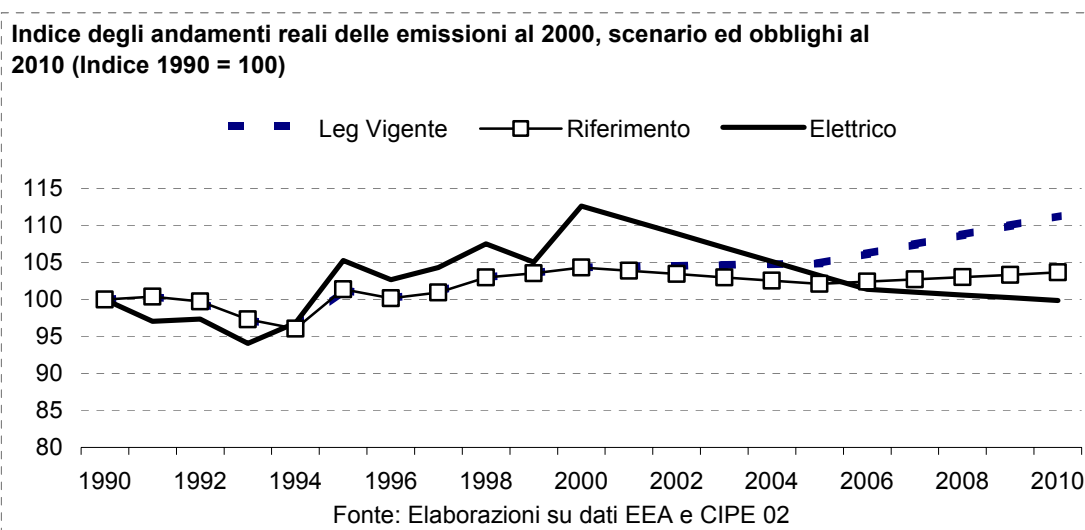
Le misure rispetto allo scenario "legislazione vigente" interessano nuovamente l'industria elettrica ma non inseriscono nessun onere aggiuntivo; esse infatti si limitano a prevedere:

- l'incremento di 3.200 MW di cicli combinati, oltre alla conversione delle Genco;
- l'espansione di ulteriori 2.300 MW di *import*;
- nuovi impianti rinnovabili per 2.800 MW ad un livello necessario a generare 75 TWh entro il 2010, livello ritenuto sufficiente a soddisfare l'obiettivo individuato dalla direttiva europea (77/2001);
- lo sviluppo di energie rinnovabili attraverso il ricorso a JI e CDM.

Dal livello di 540 Mt dello scenario di riferimento, il ricorso a meccanismi flessibili di JI e CDM per 12 Mt e la diminuzione di ulteriori 10,2 Mt, da ottenere attraverso la promozione di programmi di forestazione sovvenzionati da una rimodulazione delle esistenti accise sui carburanti nel settore dei trasporti, porterebbe a 518 Mt. Le rimanenti 31 Mt, rispetto all'impegno nazionale di stabilizzazione delle emissioni a 487 Mt, sono ad oggi individuate in "ulteriori misure" che comprendono i diversi settori di interesse e che saranno meglio specificate con ulteriore delibera CIPE entro il settembre 2003.

Scenario di riferimento e massimo livello di emissione settoriale (MtCO _{2eq})		
	Emissioni al 1990	Livello massimo individuato dallo scenario di riferimento al 2008-2012
Usi Energetici, di cui	424,9	444,5
Termoelettrico	124,9	124,1
Raffinazione	18,0	19,2
Altro	4,5	1,1
Industria	85,5	80,2
Trasporti	103,5	134,7
Civile	70,2	68,0
Agricoltura	9,0	9,6
Altro	9,3	7,6
Usi non energetici, di cui	96,1	95,6
Processi industriali	35,9	30,4
Agricoltura	43,4	41,0
Rifiuti	13,7	7,5
Altro	3,1	16,7
Totale	521,0	540,1
Target di Kyoto		487,1
Emissioni mancanti, di cui		53,0
Ricorso a JI e CDM		12,0
Afforestazione		10,2
Ulteriori misure		30,7

Fonte: Proposta di delibera CIPE 02



1.4.4 La proposta di direttiva europea sull'Emission trading

Il 23 ottobre 2001 la Commissione europea ha presentato la prima proposta di una direttiva che prevede di istituire un mercato europeo di permessi e crediti di emissione. Essa si sviluppa secondo il principio di sussidiarietà, ossia fissa un quadro ed una tempistica comuni lasciando liberi i singoli Stati membri di definire le norme di applicazione puntuale.

Se la direttiva verrà approvata, l'Unione europea sarà il primo soggetto politico ad introdurre un meccanismo istituzionale di *emission trading (ET)* su base sovranazionale. I punti salienti della direttiva possono così essere sintetizzati:

1. si prevede la creazione di un mercato europeo dei permessi di emissione tra le imprese appartenenti ai settori: della generazione termoelettrica (ad eccezione della termovalorizzazione dei rifiuti), della raffinazione del petrolio e di altri processi di estrazione e lavorazione dei prodotti energetici, della produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, del cemento, del vetro, della ceramica e della carta;
2. ai singoli impianti viene rilasciato un permesso per emettere CO₂ in proporzione ai crediti concessi. I crediti vengono ritirati negli anni seguenti in base agli obiettivi nazionali di abbattimento dei gas serra; il ritiro dei certificati avviene in modo tale che per mantenere gli stessi volumi di produzione (o incrementarli) si debba ridurre in proporzione le emissioni di CO₂. L'operatore può quindi migliorare la propria efficienza o comprare certificati di emissione da un altro soggetto che sia disposto a cederli ad un prezzo inferiore ai costi di investimento del primo;
3. il meccanismo si svilupperà su due periodi. Il primo, 2005-2008, di sperimentazione, non vincolante, in cui alle imprese vengono assegnati certificati di emissione su base gratuita. Il secondo, a partire dal 2008, in cui il meccanismo diventerà vincolante ed il non soddisfacimento dell'obiettivo da parte dei settori coinvolti implicherà delle sanzioni;
4. spetta agli Stati membri, in relazione al loro obiettivo di *burden sharing* (per l'Italia il 6,5%) dedicare una percentuale del proprio obiettivo nazionale di riduzione al meccanismo di ET e conseguentemente distribuire gli oneri tra i diversi settori. Evidentemente questa scelta deve ricadere sugli Stati nazionali dal momento che non solo gli Stati hanno degli obiettivi diversi ma gli stessi settori, ad esempio l'elettrico, hanno delle opportunità e dei costi di riduzione delle emissioni che dipendono dal diverso mix di combustibili utilizzato per la generazione.

La direttiva riguarda una parte consistente dell'industria europea. I settori individuati ricoprono il 46% delle emissioni europee. Per il momento essa si riferisce alle sole emissioni di anidride carbonica, ma lo schema previsto potrà essere facilmente ampliato ad altri gas serra.

Come abbiamo già anticipato, contemporaneamente alla proposta di direttiva europea è divenuto effettivamente operativo lo United Kingdom Emission Trading Scheme, che costituisce la prima esperienza di *emission trading* nazionale.

Box – Lo United Kingdom Emission Trading Scheme

Lo UKETS, attivo dall'aprile 2002, è il primo programma di riduzione delle emissioni di gas serra basato sull'*emission trading* organizzato a livello nazionale. Le imprese che partecipano al programma si obbligano a contenere le emissioni di gas serra ad un livello cui corrispondono dei "permessi di emissione". Le imprese possono soddisfare i propri obblighi o riducendo le emissioni o acquistando i titoli relativi da imprese più efficienti. Il governo ha costruito un registro nazionale delle emissioni e le imprese organizzano gli scambi dei relativi titoli autonomamente o attraverso *broker* tramite contratti bilaterali. I soggetti ad obbligo alla fine di ogni periodo di riferimento dovranno consegnare i titoli relativi alla quota d'obbligo all'Emission Trading Authority appena costituita che provvede al loro controllo ed annullamento. I titoli rimanenti possono essere scambiati o conservati per l'adempimento in periodi d'obbligo successivi.

Lo UKETS è un programma volontario e vi sono tre principali canali attraverso i quali un'impresa può accedervi obbligandosi a contenere le proprie emissioni inquinanti:

- attraverso la partecipazione diretta. Il Governo inglese ha stanziato un incentivo finanziario per le imprese che decidono di accettare obiettivi volontari per il periodo 2002-2006. L'obiettivo di riduzione delle emissioni e l'incentivo finanziario per ciascuna impresa è stato fissato tramite un'asta in cui ogni partecipante offre un livello assoluto di riduzione delle emissioni a fronte della richiesta di un determinato incentivo. In questo modo il Governo ha mirato ad ottenere il livello più alto di riduzione delle emissioni per un dato livello di incentivo monetario complessivo, fissato per il quinquennio 2002-2006 in 215 milioni di sterline (circa 347 milioni di euro). Le aste si sono tenute nel marzo scorso, le imprese che hanno ottenuto l'incentivo sono 34 e l'incentivo medio ottenuto per tonnellata di emissione risparmiata è di 53,37 sterline (circa 86 euro);
- attraverso altri programmi obbligatori. Le imprese che hanno già degli obiettivi di riduzione delle emissioni o di efficienza energetica fissati attraverso altri programmi, Climate Change Agreements, potranno utilizzare il programma di *trading* per soddisfare i propri obblighi o per vendere *emission allowances* nel caso ottengano risultati migliori rispetto ai propri obiettivi;
- attraverso progetti volontari. Le imprese potranno intraprendere progetti volontari di riduzione delle emissioni senza alcun obbligo e vendere i crediti risultanti alle imprese che si sono obbligate.

La mancanza dei dati necessari per valutare l'effettivo impatto del programma di *emission trading* del Regno Unito ai fini del rispetto degli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto ne rende la valutazione prematura; tuttavia, qualunque sarà l'esito finale, l'esperimento potrà risultare estremamente utile per comprendere l'efficacia ed i limiti concreti di questo tipo di strumenti flessibili.

1.4.5 Il Protocollo di Göteborg

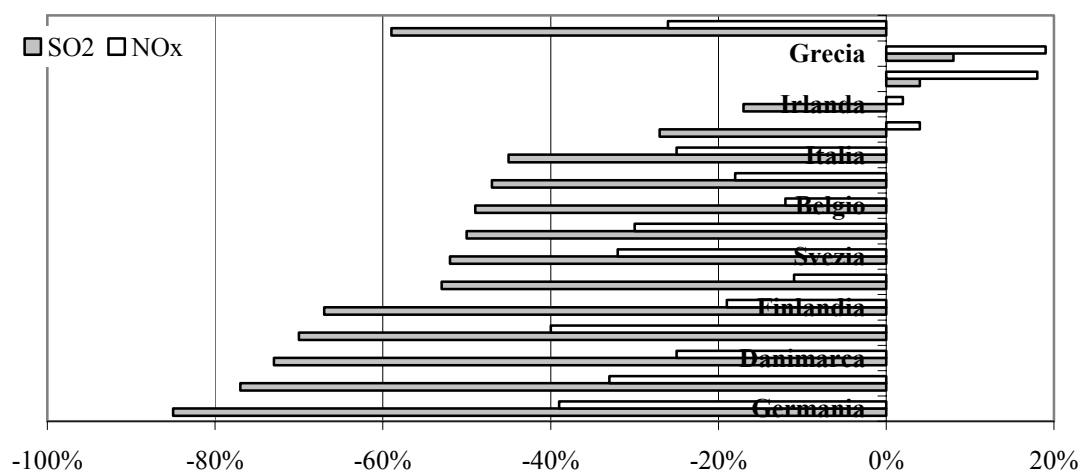
Il protocollo di Göteborg (*Protocol to abate acidification, eutrophication and ground level ozone*) del 1999 ha l'obiettivo di ridurre il livello di emissioni acide, in particolare le emissioni di ossidi di zolfo (SO_x), ossidi di azoto (NO_x), ammoniaca (NH₃) e composti organici volatili, che sono causa dell'acidificazione dell'aria. Il Protocollo è un'estensione della Convenzione sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero del 1979 ed individua alcune soglie di emissione per i paesi firmatari e livelli massimi di emissione per alcune fonti (ad esempio impianti di combustione e trasporto). In particolare, per quanto riguarda l'Unione europea, le emissioni di ossidi di zolfo dovrebbero ridursi entro il 2010 del 75% rispetto al 1990, quelle di ossidi di azoto del 49%, di ammoniaca del 15% e dei composti organici volatili del 57%, mentre USA e Canada fisseranno i limiti alla produzione di emissioni solo al momento della ratifica del Protocollo.

L'Unione europea non ha ancora ratificato il Protocollo ma sono già state approvate due direttive comunitarie che introducono nella normativa europea i nuovi limiti di emissione individuati a Göteborg. La direttiva 2001/81/CE, relativa ai limiti nazionali di emissione di

alcuni inquinanti atmosferici, impone agli Stati membri di abbattere le emissioni degli inquinanti individuati nel Protocollo Göteborg a livelli inferiori a quelli da esso individuati. La direttiva 2001/80/CE del Parlamento e del Consiglio, concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione, interviene sugli strumenti necessari a limitare le emissioni inquinanti originate dai grandi impianti di combustione e rivede la regolazione delle emissioni dei grandi impianti di combustione con nuovi limiti differenziati per combustibile e potenza di impianto.

Nel corso dello scorso decennio (figura 1.17) si sono avute in ambito europeo consistenti riduzioni delle emissioni di NO_x e SO₂. Un notevole successo nella riduzione delle emissioni acide si è avuto nel settore elettrico. In particolare l'evoluzione nelle tecnologie di produzione e nell'uso dei combustibili nel settore elettrico rende possibile il raggiungimento degli obiettivi posti dal Protocollo di Göteborg e riaffermati nelle due nuove direttive. Nel periodo compreso tra il 1990 ed il 1999 infatti, le emissioni di NO_x e SO₂ si sono ridotte nell'Unione europea rispettivamente del 44% e del 60% rispetto ad un incremento della produzione elettrica del 16%. La riduzione delle emissioni di NO_x e di SO₂ è stata ottenuta grazie all'introduzione di tecnologie specifiche per il loro abbattimento. In particolare sono stati introdotti bruciatori a basso livello di NO_x e desolforizzatori, è stata cambiata la composizione dei combustibili utilizzati con un maggior impiego di gas naturale, è stata incrementata l'efficienza nella generazione e si è fatto maggior ricorso alle energie rinnovabili.

Figura 1.17 - Variazioni nelle emissioni di SO₂ e NO_x (1990-1999)



Fonte: Elaborazioni REF su dati EEA

1.4.6 La promozione delle fonti rinnovabili e l'uso razionale dell'energia

L'uso delle fonti rinnovabili e la promozione dell'efficienza energetica sono ormai riconosciuti come gli strumenti chiave dello sviluppo sostenibile.

L'importanza delle fonti rinnovabili è stata riconosciuta anche dalla Task Force sulle energie rinnovabili del G8. La Task Force è stata costituita a seguito del vertice di Okinawa del luglio 2000 ed ha presentato il proprio rapporto conclusivo nel *summit* di Genova del luglio 2001. Le conclusioni del rapporto della Task Force indicano al G8 la via da seguire nei prossimi anni in tema di energie rinnovabili. Esse hanno riconosciuto i positivi effetti delle energie rinnovabili sull'ambiente e la loro idoneità ad assicurare l'approvvigionamento energetico a costi competitivi nelle aree non servite da reti di distribuzione e ad integrare la fornitura energetica nei sistemi caratterizzati da alti consumi e rischi di *black-out*. Il rapporto conclusivo della Task Force esorta i paesi industrializzati a sostenere la ricerca e lo sviluppo nell'industria delle energie rinnovabili, ad espandere i mercati delle fonti rinnovabili, soprattutto nei paesi in via di sviluppo, a disporre adeguate capacità finanziarie. Per realizzare in concreto le proposte del G8, sarà fondamentale una stretta collaborazione tra i paesi sviluppati e quelli in via di sviluppo, il coinvolgimento del settore privato, delle istituzioni multilaterali, delle organizzazioni non governative. In particolare è auspicabile che i programmi bilaterali e multilaterali per la cooperazione sostengano il finanziamento delle fonti rinnovabili, e favoriscano inoltre la creazione nei paesi in via di sviluppo di capacità imprenditoriali locali per la produzione delle tecnologie necessarie.

L'ulteriore espansione delle fonti rinnovabili nei paesi industrializzati sarà importante per la loro diffusione a costi competitivi nei paesi in via di sviluppo. A questo proposito la direttiva europea 77/2001/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili risulta avere una valenza non soltanto per il mercato europeo ma acquisisce una rilevanza decisamente più ampia.

In un panorama, come quello europeo, di complessa gestione delle risorse convenzionali, lo sviluppo delle energie rinnovabili non acquista solo finalità ambientali ma anche di miglioramento della sicurezza degli approvvigionamenti, essendo le rinnovabili fonti interne. Con la citata direttiva l'Unione europea riconosce che il potenziale di sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili è attualmente sottoutilizzato e afferma che la promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili è un obiettivo prioritario per la Comunità per motivi di sicurezza e diversificazione nell'approvvigionamento energetico, protezione dell'ambiente e coesione economica e sociale. La direttiva richiama gli Stati membri all'attuazione di diversi strumenti di sostegno alla generazione elettrica da fonti rinnovabili quali aiuti agli investimenti, esenzioni o sgravi fiscali, restituzioni di imposta e regimi di sostegno diretto dei prezzi. In ambito di sostegno diretto dei prezzi non si costituisce tuttavia un quadro comunitario per i regimi di sostegno, considerato prematuro data l'esperienza limitata maturata con i regimi nazionali e la percentuale relativamente bassa di elettricità prodotta da fonti rinnovabili, che beneficia attualmente nella Comunità di un regime di sostegno dei prezzi.

Entro l'ottobre 2002, e successivamente ogni cinque anni, gli Stati membri dovranno adottare e pubblicare una relazione che stabilisce per i dieci anni successivi gli obiettivi nazionali indicativi di consumo futuro di elettricità da fonti rinnovabili in termini di percentuale del consumo. Nella direttiva si leggono i valori di riferimento per tali obiettivi indicativi: l'Unione europea nel suo complesso dovrà produrre il 22% di elettricità da fonti rinnovabili sul totale dell'elettricità prodotta, l'obiettivo per l'Italia sarà il 25%. I paesi con gli obiettivi percentuali più elevati saranno l'Austria con il 78% - dove già si produce il 70% dell'elettricità totale tramite fonti rinnovabili - e la Svezia che dovrà passare dal 49% al 60% di elettricità "verde" (tabella 1.19).

Tabella 1.19 - Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 1997 ed obiettivi indicativi al 2010

	Produzione elettrica da fonti rinnovabili (TWh) 1997	Quota della produzione elettrica da fonti rinnovabili sui consumi nazionali di energia 1997	Quota della produzione elettrica da fonti rinnovabili sui consumi nazionali di energia: obiettivi al 2010
Belgio	0,86	1,1	6,0
Danimarca	3,21	8,7	29,0
Germania	24,91	4,5	12,5
Grecia	3,94	8,6	20,1
Spagna	37,15	19,9	29,4
Francia	66,00	15,0	21,0
Irlanda	0,84	3,6	13,2
Italia	46,46	16	25,0
Lussemburgo	0,14	2,1	5,7
Olanda	3,45	3,5	9,0
Austria	39,05	70,0	78,1
Portogallo	14,30	38,5	39,0
Finlandia	19,03	24,7	31,5
Svezia	72,03	49,1	60,0
Regno Unito	7,04	1,7	10,0
Totale UE	338,41	13,9	22,0

Fonte: Direttiva 2001/77/CE

Oltre che sul sostegno allo sviluppo delle fonti rinnovabili, l'Unione europea è attiva anche nell'incentivazione del risparmio energetico. L'importanza attribuita al risparmio e all'efficienza energetica risulta anche dalla ripartizione dei fondi comunitari che emerge dalla proposta di decisione del Parlamento e del Consiglio europeo su un nuovo programma pluriennale di azioni nel settore dell'energia, il programma "Energia intelligente per l'Europa". Con un bilancio di 215 milioni di euro nel quadriennio 2003-2006, il programma attua la strategia europea per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e punta sulla promozione delle energie rinnovabili e sull'uso razionale dell'energia. "Energia intelligente per l'Europa" tiene conto della strategia per lo sviluppo sostenibile adottata al Consiglio europeo di Göteborg nel giugno 2001 e completa le iniziative legislative già adottate sulla produzione di elettricità dalle fonti rinnovabili, i biocarburanti e le prestazioni energetiche negli edifici. Un maggiore dettaglio sulle priorità tematiche e sulla prevista ripartizione dei fondi fra le diverse azioni chiave è fornita nel seguito di questo rapporto, nella sezione dedicata agli investimenti per la ricerca nel settore energetico (paragrafo 6.2.5).

1.5 L'ITALIA

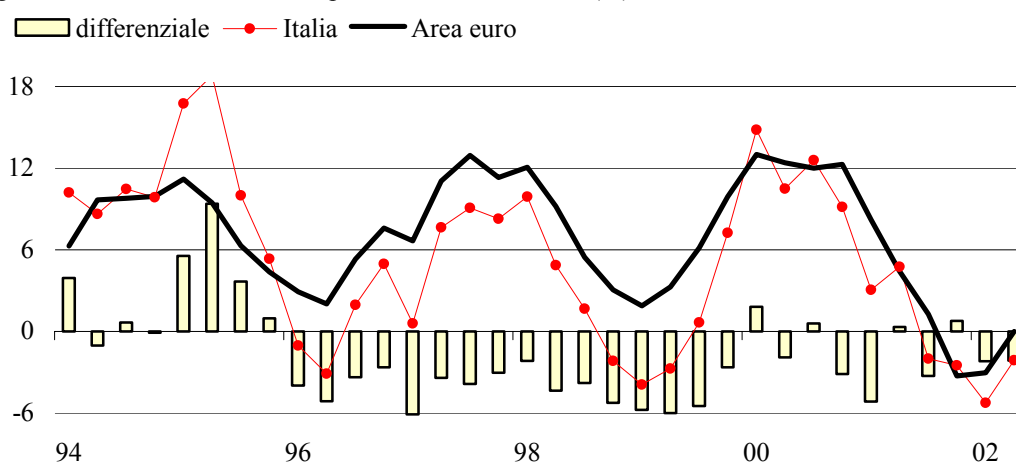
1.5.1 L'economia italiana nell'ultimo biennio

Il percorso dell'economia italiana nel corso del 2001 e del 2002 ha risentito evidentemente delle tendenze del quadro macroeconomico internazionale. Il profilo del ciclo italiano, come già da diversi anni, non presenta, quindi, in termini qualitativi differenze sostanziali rispetto agli andamenti registrati nel resto d'Europa. L'andamento del prodotto interno mostra infatti una rapida decelerazione, dopo la fase di crescita relativamente robusta osservata a cavallo fra la fine del 2001 e l'inizio del 2002. A partire dal secondo trimestre del 2001 sino al secondo trimestre del 2002, ultimo periodo analizzato, le variazioni del prodotto interno sono solo marginalmente positive (con un segno negativo nel quarto trimestre del 2001). Le tendenze dei principali indicatori qualitativi segnalano che anche nella seconda parte del 2002 la crescita non dovrebbe registrare una rilevante inversione di tendenza.

A partire dal profilo del ciclo, che sembra accomunare l'economia italiana a quella europea, si scorgono comunque alcune specificità negli andamenti dell'economia italiana sulle quali merita soffermare l'attenzione. In alcuni casi si tratta di divergenze che costituiscono motivo di cautela circa le tendenze di fondo dell'economia italiana; in altri, si colgono specificità che inducono ad un moderato ottimismo.

Una prima tendenza negativa può essere scorta dal ciclo delle nostre esportazioni. Il percorso seguito dall'Italia non è dissimile rispetto a quello degli altri paesi dell'area euro. La persistenza di un differenziale negativo di crescita delle esportazioni e, conseguentemente, il permanere di un minore contributo della domanda estera alla crescita del prodotto, costituiscono un risultato osservato ormai da diversi anni. Abbiamo inoltre perso quote di mercato anche nella fase di debolezza del cambio dell'euro. Data anche la sensibilità delle esportazioni dell'Italia all'andamento della competitività di prezzo, ciò sembra esporci a nuove flessioni in prospettiva, tenuto conto del recente indebolimento del tasso di cambio del dollaro (figura 1.18).

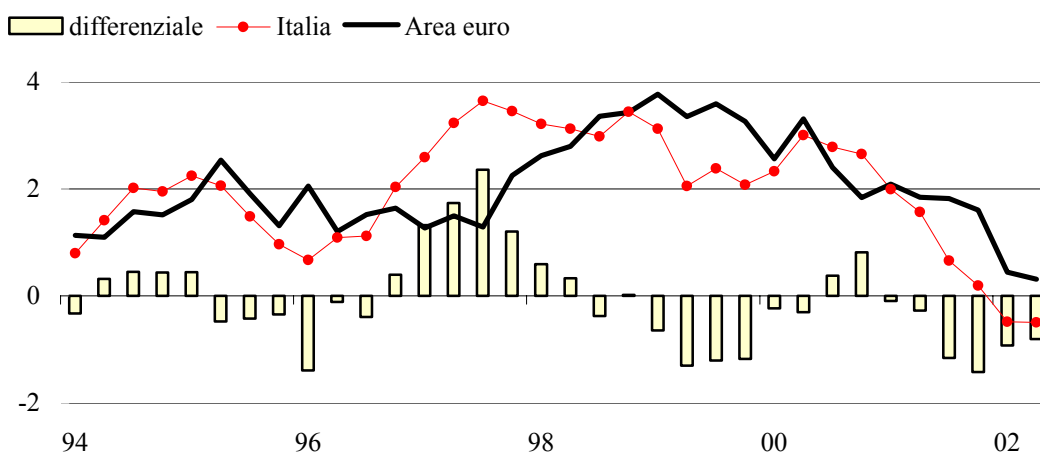
Figura 1.18 - Variazione delle esportazioni anno su anno (%)



Fonte: Elaborazioni REF su dati Istat

La seconda tendenza negativa risulta dagli sviluppi della domanda finale interna, ed in particolare dalla componente dei consumi delle famiglie. La spesa delle famiglie ha registrato, nella prima parte del 2002, tassi di variazione anno su anno di segno negativo, comportamento tipico delle fasi di più intensa recessione. Un'analisi dei fattori che possono avere condotto a tale inversione delle decisioni di spesa dei consumatori non consente di attribuire tale andamento ad un analogo profilo del reddito delle famiglie. Questo principalmente perché, seguendo una tendenza in corso da diversi anni, l'occupazione si è mantenuta lungo un sentiero di crescita. Alla flessione della propensione al consumo hanno concorso diversi fattori; da un canto il protrarsi delle perdite sui mercati finanziari potrebbe avere condizionato i comportamenti di alcune fasce della popolazione. Sulla caduta dei consumi d'inizio 2002 hanno inciso anche elementi di natura psicologica e transitori collegati all'introduzione dell'euro. Si è verificata la percezione da parte dei consumatori di significativi incrementi dei prezzi, che hanno indotto probabilmente a sovrastimare l'entità dell'inflazione corrente. Questo giustificherebbe la particolare cautela mostrata nel momento delle decisioni d'acquisto (figura 1.19).

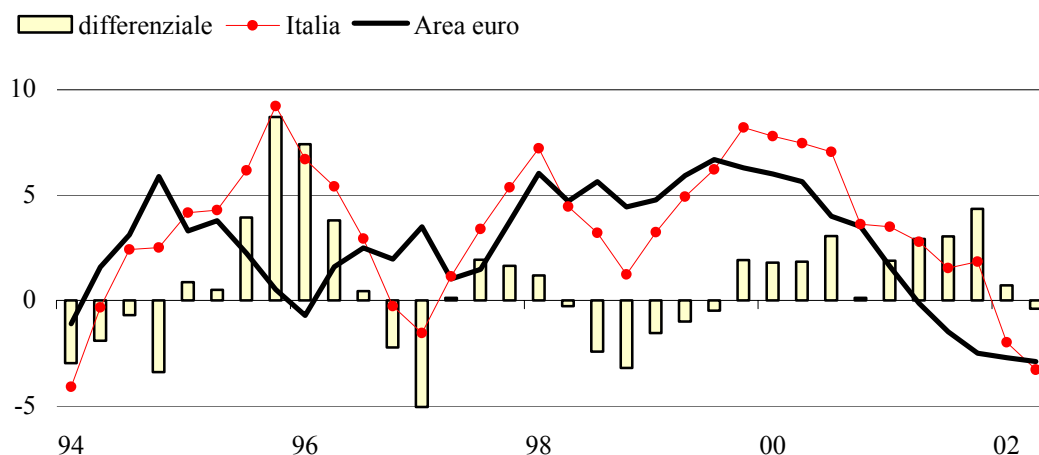
Figura 1.19 - Variazione dei consumi privati anno su anno (%)



Fonte: Elaborazioni REF su dati Istat

Si scorge dalle tendenze dell'ultimo biennio anche uno scollamento nelle decisioni di spesa delle imprese italiane rispetto agli altri paesi europei. In particolare, il ciclo delle scorte è risultato in Italia in controtendenza rispetto a quello degli altri paesi dell'area euro. In effetti nel corso della precedente fase di espansione del 1999-2000 le imprese italiane erano andate rapidamente incontro a vincoli di espansione della produzione, avendo approssimato valori elevati del grado di utilizzo degli impianti. Ne era conseguito un robusto ciclo degli investimenti ed una significativa contrazione del livello dei magazzini di prodotti finiti al fine di soddisfare l'elevata domanda finale. A questo proposito va rilevato come il grado di utilizzo degli impianti in Italia si sia ridotto poco, nonostante la stagnazione del livello della produzione. La flessione degli investimenti delle imprese risulta, comunque, di entità tutto sommato contenuta tenuto conto della debolezza della domanda finale, consumi ed esportazioni, con la quale si sono confrontate le imprese italiane. Questo aspetto conduce a ritenere che esistano i presupposti per una ripresa della domanda di beni d'investimento appena il ciclo della domanda finale avrà interrotto la propria decelerazione (figura 1.20).

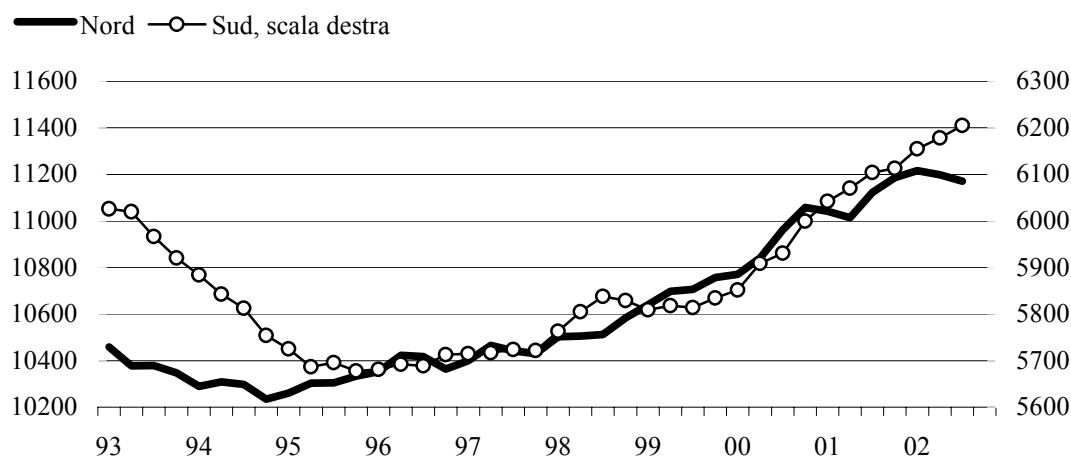
Figura 1.20 - Variazione degli investimenti anno su anno (%)



Fonte: Elaborazioni REF su dati Istat

Una menzione merita invece l'andamento dell'occupazione. Come sopra ricordato, il *trend* di espansione dei livelli occupazionali in corso in Italia da alcuni anni si è protratto, pur decelerando nel corso della recente fase di indebolimento del ciclo. Il tasso di disoccupazione nella rilevazione di luglio 2002 ha toccato un nuovo minimo, posizionandosi all'8,7%. Nel corso del biennio 2001-2002 la crescita cumulata degli occupati totali dovrebbe risultare poco inferiore alle 500.000 persone. Si tratta di un risultato apprezzabile tenuto conto della contestuale stagnazione dell'attività economica. Il tasso di crescita dell'occupazione ha decelerato nelle regioni del Nord Italia, ma ha mantenuto un passo sostenuto nelle regioni del Mezzogiorno. È questo probabilmente l'aspetto più rilevante delle tendenze recenti, insieme al mutamento nelle tipologie contrattuali che hanno caratterizzato l'ultimo biennio. In effetti, si è osservata una dinamica particolarmente sostenuta dell'occupazione alle dipendenze ed una tendenza alla decelerazione del peso delle tipologie contrattuali cosiddette "flessibili", sulle quali si era concentrata la crescita occupazionale dell'ultima parte degli anni Novanta. La spiegazione degli andamenti recenti va ricercata nel successo dei provvedimenti di incentivazione delle assunzioni tramite gli sgravi fiscali introdotti con la legge finanziaria per il 2001 (figura 1.21).

Figura 1.21 - Nord e Mezzogiorno: occupati. Dati destagionalizzati (migliaia)

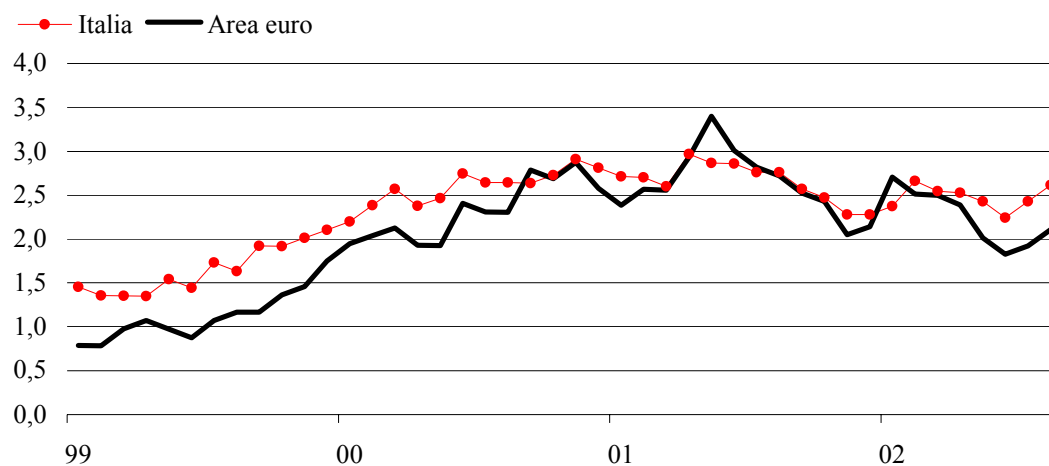


Fonte: Istat, Rilevazione forze di lavoro

I dati dell'inflazione per l'Italia hanno rispecchiato, in buona misura, le tendenze dei paesi dell'area euro. All'inizio del 2001 l'inflazione si è posizionata intorno ad un massimo del 3% ed ha successivamente registrato una modesta decelerazione, spiegata principalmente dal rientro delle tensioni sul comparto energetico che aveva risentito in precedenza dell'incremento delle quotazioni del petrolio. Il percorso dell'inflazione ha risentito anche delle anomalie di comportamento dei prezzi dei prodotti alimentari che erano stati colpiti ad inizio 2001 dagli effetti dello *shock* sul mercato delle carni legato alla scoperta di diversi casi di BSE in Europa e, nuovamente, ad inizio 2002, dagli effetti delle gelate invernali che hanno innalzato i prezzi dei prodotti ortofrutticoli. L'insieme di fattori accidentali sopra richiamati sembra però avere indotto anche un incremento generalizzato delle tendenze di fondo dell'inflazione. L'indicatore di inflazione costruito escludendo dal paniere i prodotti alimentari non trasformati ed i prodotti energetici ha continuato ad aumentare. L'accelerazione osservata in Italia è stata superiore a quella osservata negli altri paesi dell'area euro. Tale tendenza potrebbe costituire motivo di preoccupazione. Il confronto con la media dei paesi euro nasconde infatti al proprio interno alcune differenze, con ritmi di incremento dei prezzi più contenuti in Germania e Francia. La persistenza di differenziali d'inflazione all'interno dell'area euro è un fenomeno cui occorre guardare con attenzione. Difatti, il recente episodio inflazionistico potrebbe rientrare rapidamente in alcuni paesi tendendo, viceversa, ad assumere caratteristiche di maggiore persistenza in altri paesi. Questo fenomeno genererebbe, quindi, aperture protratte dei differenziali d'inflazione fra i paesi aderenti alla moneta unica e cambiamenti della loro competitività dal lato dei costi all'interno dell'area.

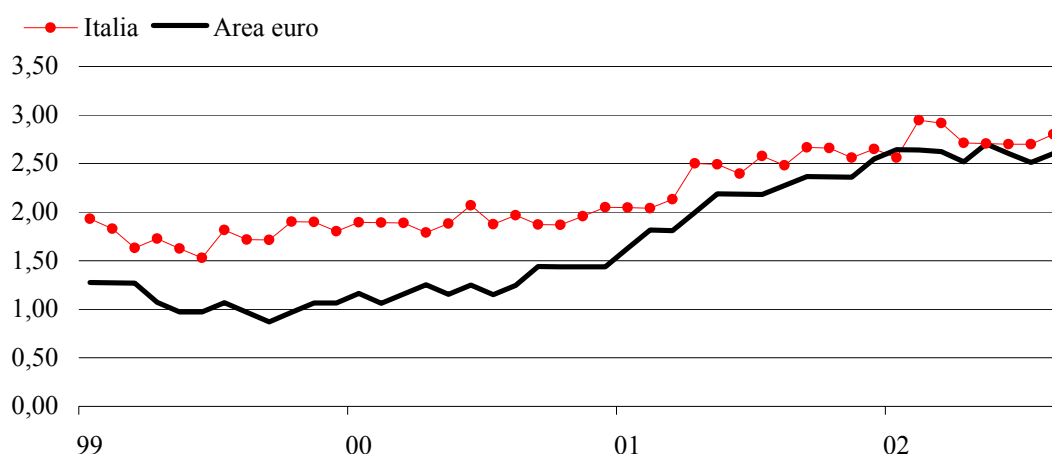
L'aspetto dei differenziali d'inflazione si collega immediatamente alle dinamiche salariali dei prossimi due anni. In effetti, in Italia la crescita delle retribuzioni è stata particolarmente modesta nel corso degli ultimi anni, fatta eccezione per l'impiego pubblico, dove è stata registrata una rilevante accelerazione. Per il settore privato la crescita delle retribuzioni contrattuali è rimasta sistematicamente inferiore a quella dei prezzi al consumo. A fine 2002 verrà a scadenza la gran parte dei maggiori contratti nazionali. Gli aumenti retributivi potrebbero inglobare richieste di recupero delle perdite di potere d'acquisto indotte dalla maggiore inflazione degli ultimi due anni. Giova ricordare che la moderazione salariale sperimentata nel corso degli anni Novanta costituisce uno dei fattori che hanno supportato la dinamica occupazionale registrata in Italia negli ultimi anni (figure 1.22, 1.23).

Figura 1.22 - Inflazione. Indice dei prezzi al consumo armonizzati



Fonte: Elaborazioni REF su dati Istat

Figura 1.23 - Inflazione core*. Indice dei prezzi al consumo armonizzati



* Esclusi gli energetici e gli alimentari non trasformati. Fonte: Elaborazioni REF su dati Istat

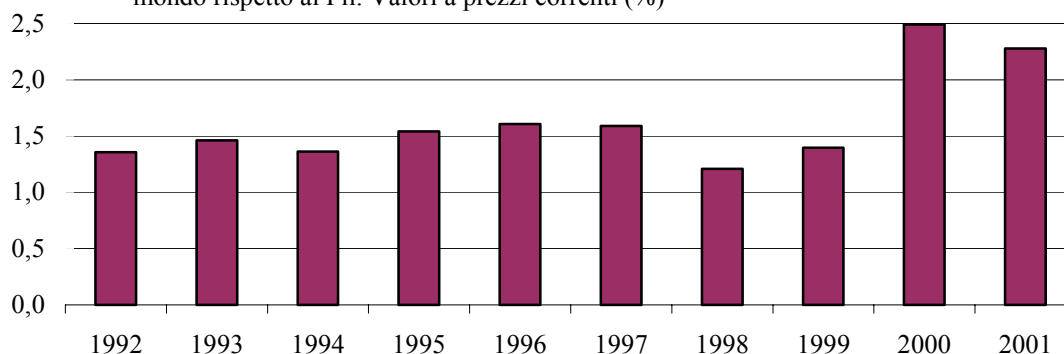
Sulla base della precedente rapida descrizione delle tendenze che hanno caratterizzato il percorso dell'economia italiana nel biennio 2001-2002, si può osservare come i risultati complessivi conseguiti siano non brillanti. Basti considerare che la variazione del Pil è rimasta inferiore al 2% nel 2001 e sarà di poco superiore allo zero nel 2002. Non mancano però indicazioni di solidità del sistema economico. Il nostro tasso di sviluppo è stato infatti prossimo a quello dei *partner* europei. Inoltre, nonostante la fase di decelerazione dell'attività economica, non si sono osservati significativi deterioramenti del mercato del lavoro e delle dinamiche dei saldi di finanza pubblica. Le stime preliminari sul 2002 segnalano che probabilmente il deficit dell'Italia si posizionerà nell'intorno del 2% del Pil, un valore superiore rispetto agli obiettivi iniziali, ma inferiore a quello atteso per Francia e Germania. In conclusione, ai segnali di peggioramento congiunturali si accostano elementi di solidità strutturale. Il difficile passaggio congiunturale che stiamo attraversando non sembra avere rivelato elementi di fragilità negli assetti finanziari del sistema economico.

1.5.2 Dipendenza energetica e bilancia commerciale

Come è noto l'Italia, più di altre economie europee, presenta un'elevata dipendenza dall'estero per i propri fabbisogni energetici; maggiore, inoltre, è la quota di fabbisogno derivante da prodotti petroliferi e gas naturale. Nel corso degli ultimi due anni, il valore del deficit energetico italiano è quasi raddoppiato. Il suo valore, a prezzi correnti, si aggirava in media intorno ad i 13.000 milioni di euro fino al 1999, circa l'1% del Pil. La bolletta energetica è cresciuta, dal 1999 al 2000, di oltre l'87%, per poi ridimensionarsi lievemente (-4,4%) nel corso del 2001. Le importazioni nette lo scorso anno ammontavano a 28.000 milioni di euro, circa il 2,3% del prodotto interno lordo (figura 1.24).

L'aumento della dipendenza energetica espressa a prezzi correnti come rapporto tra deficit energetico e Pil è integralmente attribuibile all'aumento nei prezzi relativi dei prodotti energetici rispetto al deflatore del Pil. In termini di quantità il rapporto tra le importazioni nette di prodotti energetici e prodotto interno lordo si è infatti ridotto nell'ultimo decennio di oltre dieci punti percentuali, seguendo una riduzione anche più marcata del decennio precedente. Al suo interno, inoltre, si è assistito ad una significativa ricomposizione della dipendenza per fonti.

Figura 1.24 - Importazioni nette di prodotti energetici dell'Italia dal resto del mondo rispetto al Pil. Valori a prezzi correnti (%)



Fonte: Elaborazioni REF su dati Istat

La quota di importazioni nette di petrolio e derivati, sul totale delle importazioni nette in termini costanti (tonnellate equivalenti di petrolio), è scesa sotto il 50%, dal 67% dell'inizio degli anni Ottanta. È cresciuta invece la dipendenza dal gas naturale (in 20 anni il fabbisogno è raddoppiato). La sostituzione del petrolio con il gas naturale è essenzialmente un fenomeno da ascrivere sia alla penetrazione del gas nel domestico che alla domanda del settore produttore di energia elettrica. Complessivamente, nel 2001 il gas naturale utilizzato per la generazione di energia elettrica rappresenta il 45% dei combustibili utilizzati dal settore, contro una quota del 21% dell'inizio degli anni Novanta. L'aumento della dipendenza dal gas naturale e l'incremento della dipendenza dalle importazioni di energia elettrica sono poi state causate anche dai processi di liberalizzazione dei mercati dell'energia in Europa. La ricomposizione delle fonti si riflette sulla distribuzione geografica delle importazioni di prodotti energetici.

Nel corso dell'ultimo decennio la Libia si conferma principale fornitore dell'Italia per il petrolio greggio. Fino alla prima metà degli anni Novanta proprio dalla Libia proveniva quasi il 40% del totale delle importazioni italiane di greggio, la cui rimanente parte era fornita prevalentemente da Russia, Arabia Saudita ed Iran. Dal 1996 ha avuto inizio una sorta di "redistribuzione" tra le fonti di approvvigionamento del nostro paese. La quota di petrolio proveniente dalla Libia, tuttora il mercato dal quale l'Italia dipende maggiormente, si è andata progressivamente ridimensionando e, nel 2001, ammontava al 26% delle importazioni; la Russia dal 1997 in poi ha visto crescere l'incidenza del proprio greggio sul totale del rispettivo *import* dell'Italia, fino a superare il 17% nel 2001. Contestualmente si è andata in parte ridimensionando la quota proveniente da Arabia Saudita e Iran. Da questi paesi, infatti, l'Italia importava, nella prima metà degli anni Novanta, rispettivamente il 15 ed il 14% del greggio. Nel 2001 il loro mercato ha soddisfatto rispettivamente l'11 e il 12% del totale delle importazioni italiane di greggio. Sempre dalla seconda parte degli anni Novanta si è poi andato affermando il ruolo della Norvegia, da cui nel 2001 l'Italia ha acquistato circa il 3% del greggio importato.

La domanda italiana di gas naturale si rivolge invece alla Russia, all'Algeria e, in misura minore, all'Olanda, che vi hanno provveduto interamente per gran parte degli anni Novanta. Nel 2001 si è affacciata come nuovo fornitore la Norvegia, il cui ruolo è destinato a crescere con la liberalizzazione del settore in Europa.

Per quanto riguarda i prodotti petroliferi raffinati, Libia ed Algeria forniscono all'Italia rispettivamente il 20 e il 12% circa delle quantità importate di tali prodotti. Le principali fonti

di approvvigionamento dell'Italia si distribuiscono inoltre in Europa occidentale (principalmente Francia e Regno Unito, la cui quota si aggira intorno al 7%) e nell'Europa dell'est (Ucraina e Russia, rispettivamente il 7 e il 9,5%). La stessa provenienza ha la gran parte delle importazioni di carbone, mentre per i prodotti di cokeria il principale fornitore italiano, dalla seconda metà degli anni Novanta, è la Cina.

La "geografia" delle fonti di approvvigionamento energetico dell'Italia si sta quindi lentamente modificando rispetto al passato decennio per i prodotti che sembrano pesare di più sul fabbisogno energetico nazionale.

1.5.3 Tendenze a medio termine dei fabbisogni energetici dell'Italia

Nel medio periodo, i più grandi cambiamenti sono attesi dall'evoluzione della domanda di gas naturale. Per effetto del declino della produzione interna e dell'incremento della domanda in tutti i paesi europei si prevede un aumento della dipendenza dell'Europa da importazioni esterne di gas naturale dall'attuale 40% ad oltre il 70%. Più marcato sarà l'aumento della dipendenza dell'Italia. La crescita delle importazioni di gas naturale è tuttavia fortemente condizionata dallo sviluppo delle infrastrutture. La capacità esistente sulle principali rotte di importazione è insufficiente a reggere tale incremento, il che implica necessità di nuovi investimenti. Secondo le stime della Commissione europea, lo sviluppo delle forniture di gas naturale in Europa richiederà investimenti per oltre 200 miliardi di euro nei prossimi vent'anni; Russia, Algeria e Norvegia rimarranno i principali fornitori, mentre la diversificazione degli approvvigionamenti sarà assicurata dal ruolo crescente di fornitori emergenti quali Libia, Egitto, Trinidad, Iraq, Azerbaijan, Iran e Qatar. Accanto allo sviluppo di gasdotti è previsto un forte incremento del ruolo del gas naturale liquefatto (GNL), soprattutto nel Sud Europa, per i vantaggi che offre in termini di flessibilità, diversificazione delle forniture e liquidità del mercato.

La crescita e diversificazione della domanda italiana avverrà di pari passo con quella europea ed interagirà con gli sviluppi della liberalizzazione del settore del gas naturale e del settore elettrico. L'aumento della domanda di gas naturale seguirà sempre più la ristrutturazione e lo sviluppo del parco termoelettrico, oltre che l'aumento del fabbisogno elettrico per unità di prodotto.

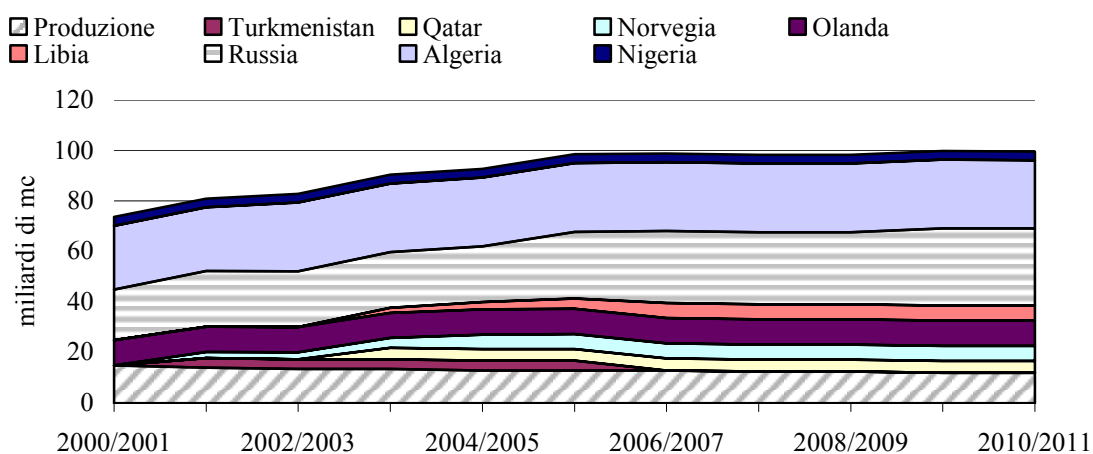
Mentre l'intensità nella domanda finale di gas naturale non dovrebbe infatti aumentare significativamente, l'Italia potrebbe mostrare un aumento più consistente nell'intensità della domanda di energia elettrica. Questa risulta inferiore a quella media dei paesi industrializzati, soprattutto con riferimento alla domanda di consumo domestico. Negli ultimi anni, a fronte di un modesto aumento del Pil, la domanda di energia elettrica è aumentata secondo un'elasticità storica dell'1,5% guidata, nell'ultima fase, soprattutto dal consistente aumento dell'intensità nei settori leggeri dell'industria. Nei prossimi anni, con la modifica della struttura tariffaria e l'apertura della domanda, si può prevedere invece che proprio dal domestico verrà un'accelerazione della domanda elettrica.

La principale determinante dell'aumento previsto per la domanda di gas naturale per le centrali termoelettriche deriva sia dalla conversione a gas delle centrali esistenti, sia da un ragionevole aumento della capacità di generazione in grado di far fronte alla dinamica attesa nella domanda elettrica (3% all'anno).

A fronte del fabbisogno crescente, l'incremento della dipendenza dall'estero dell'Italia per le forniture di gas naturale è stato stimato passare dal 69% del 2000 all'89% nel 2010. La liberalizzazione del settore vedrà un numero crescente di attori e di paesi fornitori. Ad oltre un anno dal decreto Letta, che ha imposto dei tetti all'immissione nell'*upstream*, sono già evidenti i primi effetti del superamento del monopolio ENI nella fornitura del gas naturale. In particolare, gli effetti si notano nei contratti di fornitura di lungo periodo ceduti da ENI a

nuovi soggetti e siglati da nuovi soggetti del mercato. La liberalizzazione prevede infatti una riduzione della quota detenuta dall'ENI nell'*upstream*, dal 75% dei consumi nazionali all'1/1/2002, al 61% nel 2010 (figura 1.25).

Figura 1.25 - Fonti di approvvigionamento di gas nei prossimi dieci anni (Gm₃)



Fonte: REF, Osservatorio Energia, REA 2002

Le importazioni, rese note il 31/8/2001 dal Ministero delle Attività Produttive (MAP), prevedono 11 miliardi di m³ di gas naturale derivanti da contrattazioni pluriennali e *spot* forniti da nuovi entranti. Le autorizzazioni rilasciate sino a febbraio 2002 fanno inoltre prevedere che dal 2004-2005 circa il 21,5% del mercato potrà essere coperto da nuovi soggetti. L'apertura dell'offerta è stata prevalentemente guidata dall'ENI stessa. Quindi in questa prima fase più che di reale concorrenza si è trattato di sostituzione. Per il futuro, il rispetto del tetto e l'ingresso di nuovi operatori sono invece in larga misura legati all'incremento della domanda ed alla realizzazione degli investimenti programmati. Oltre alla diversificazione dell'offerta interna si sta osservando anche una modifica delle forniture. Accanto ad Algeria e Russia (nostri principali mercati di approvvigionamento) emergono Olanda e Norvegia che rafforzano la loro presenza, ma anche Libia, Qatar e Turkmenistan. Per la diversificazione dell'offerta un ruolo rilevante verrà svolto dagli investimenti in infrastrutture di importazione, ma anche, potenzialmente, dall'evolversi dei mercati *spot* in Europa, il cui sviluppo dipenderà crucialmente dal superamento dei problemi riguardanti le transazioni transnazionali.

La diversificazione dell'offerta interna sia sul fronte del gas naturale che dell'elettricità sarà dunque guidata dall'integrazione dei diversi mercati secondo schemi coordinati a livello comunitario, dall'effettività dell'accesso alle reti e allo stoccaggio e dalle condizioni stabilite per la realizzazione di nuovi investimenti in infrastrutture.

1.5.4 Le modifiche nella legislazione italiana

Le proposte in discussione

Anche in Italia sono state preparate ed in fase di discussione presso le sedi istituzionali competenti nuove proposte di modifica alle norme vigenti in materia di mercato dell'energia. L'obiettivo è comune: favorire l'apertura dei mercati nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico, definire le competenze, riordinare i settori. Le modifiche nella legislazione energetica italiana si inseriscono in un contesto in cui anche ruoli e competenze ai diversi

livelli costituzionali sono stati profondamente modificati con la riforma costituzionale approvata con il referendum consultivo nell'autunno del 2001.

La disciplina dei complessi rapporti tra Stato e Regioni, il ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, l'introduzione di norme in materia di reti di trasporto di gas naturale ed energia in grado di ribaltare il quadro regolatorio attuale, la discussa materia della capacità di importazione di energia elettrica, sono alcune delle questioni più significative. Non sempre gli argomenti e le scelte italiane appaiono in linea con gli orientamenti che vanno emergendo al livello comunitario.

I principali documenti in discussione sulla materia sono:

- il disegno di legge in materia di riordino del settore energetico approvato recentemente dal Consiglio dei Ministri su proposta del ministro Marzano: tale disegno è stato approvato, con riserva, dalla Conferenza Stato-Regioni e dovrebbe iniziare l'iter parlamentare. È probabile che il testo sia soggetto a future modifiche e che la sua approvazione definitiva avvenga entro l'anno. Le disposizioni contenute hanno comunque una portata rilevante ed evidenziano l'orientamento dell'esecutivo in materia;
- il Documento di programmazione economica e finanziaria, approvato dal Consiglio dei Ministri il 5 luglio scorso e attualmente al vaglio del Parlamento: tale documento è stato presentato come il nuovo strumento di definizione della politica energetica del Governo;
- il disegno di legge AS1149, recante misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza, oggetto di una segnalazione da parte dell'Autorità attraverso la delibera 114/02.

Il rapporto Stato-Regioni

Il disegno di legge (DdL) Marzano introduce dei principi generali cui dovrà ispirarsi la legislazione operativa del settore, e si occupa ampiamente dei rapporti tra Stato e Regioni. La necessità di trovare un punto di equilibrio tra poteri statali e locali e di formulare i principi fondamentali cui il legislatore dovrà attenersi è dettata dalla riforma del Titolo V della Costituzione (legge costituzionale 3/2001). Questa ha posto le materie energetiche tra quelle a legislazione concorrente tra Stato e Regioni. Ciò significa che allo Stato spetta fissare i principi generali mentre è compito delle Regioni la definizione delle norme di dettaglio. Il disegno di legge chiarisce che ai principi fondamentali, fissati espressamente dal disegno stesso, si aggiungono quelli che si possono desumere dalla legislazione vigente in materia. I principi fondamentali definiti nel disegno di legge sono volti a garantire la leale collaborazione tra Stato, Regioni ed Enti locali, la sicurezza degli approvvigionamenti, il funzionamento unitario dei mercati dell'energia, l'adeguatezza delle condizioni per l'equilibrio territoriale delle infrastrutture energetiche, a perseguire la sostenibilità ambientale dell'uso dell'energia ed il rispetto degli impegni assunti a livello internazionale per la riduzione dei gas serra e l'incremento dell'uso delle fonti rinnovabili di energia. La redistribuzione delle competenze tra livelli di Governo parte peraltro da una situazione già piuttosto articolata, frutto della stratificazione di successivi interventi susseguitesisi in particolare negli ultimi 10-15 anni.

Il DdL Marzano, all'articolo 13, prevede anche una semplificazione delle procedure di autorizzazione delle reti di trasporto dell'energia. Il provvedimento è una sorta di disposizione "sblocca reti". L'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio delle reti nazionali di trasporto (elettrodotti, oleodotti e gasdotti) sarà rilasciata dalla Regione competente mediante un procedimento unico della durata massima di 180 giorni. Il provvedimento risulta coerente con lo spirito della riforma costituzionale in quanto riconosce alle Regioni la potestà autorizzativa in materia di costruzione di reti di trasporto di energia. In ciò differisce dal decreto "sblocca

centrali” approvato nella primavera 2002, secondo il quale l’autorizzazione alla costruzione di nuove centrali viene ora rilasciata dal MAP. Il DdL, introducendo il potere sostitutivo da parte dello Stato in caso di inerzia o disaccordo delle Regioni, permette di ristabilire l’efficacia del processo decisionale consentendo di giungere in ogni caso ad una decisione in tempi certi. Un’analisi più approfondita dell’evoluzione dei ruoli e dei rapporti fra Stato, Regioni ed Enti locali in materia di energia è sviluppata nel capitolo 5 di questo volume.

Un diverso ruolo per l’Autorità

Il ruolo dell’Autorità per l’energia è al centro del dibattito da diverso tempo. Mentre si attendono le conclusioni della Commissione Frattini ed il conseguente disegno di legge, che dovrebbe rivedere le funzioni e le autonomie delle autorità di regolamentazione, il DdL Marzano affronta l’argomento dedicandovi un articolo (art. 9). Per quanto riguarda le funzioni dell’Autorità espressamente attribuite dalla legge di istituzione (481/1995), lo strumento utilizzato dal Governo è il Documento di Programmazione Economico-Finanziaria (Dpef). In relazione ai compiti amministrativi della stessa Autorità si prevede invece una funzione di indirizzo da parte del MAP da esplicarsi attraverso l’emanazione di appositi decreti ministeriali. La funzione di indirizzo da parte del Governo, prevista già dalla 481, viene dal DdL meglio definita attraverso la specificazione degli strumenti a disposizione. In tal modo si ha senza dubbio una precisazione utile ai fini del corretto funzionamento dei rapporti Stato-Autorità. Ciò che rappresenta una novità rispetto alla 481 è la previsione da parte del DdL di:

- potere sostitutivo da parte del Governo in caso di inadempienza dell’Autorità;
- potere di revoca da parte dello stesso in caso di difformità dei provvedimenti adottati rispetto agli indirizzi.

Terzietà delle reti

La bozza del DdL Marzano fissa per la rete del gas naturale e la rete elettrica i principi per la separazione proprietaria delle reti. Si stabilisce il tetto massimo per le quote del capitale di società proprietarie/gestori della rete di trasmissione che possono essere detenute sia da società operanti nella produzione, importazione e vendita sia da società a controllo pubblico. Tale tetto, posto al 10%, deve essere raggiunto entro tre anni. Le reti di connessione con lunghezza inferiore a 10 km e le infrastrutture realizzate al fine di potenziare la capacità di importazione sono svincolate da tale obbligo.

L’assetto favorevole alla concorrenza che questa norma intende creare risulta indebolito dalla previsione di un regime speciale in termini di separazione e dall’introduzione di una deroga al regime di accesso regolato, scelto dal legislatore italiano in occasione dell’attuazione della direttiva europea. A tutela degli investitori, il DdL ipotizza per il futuro mercato del gas naturale la completa distinzione tra gli investimenti affrontati - essenzialmente da Eni - negli anni precedenti e le nuove infrastrutture. Al fine di tutelare ed incentivare gli investimenti, non vengono imposti obblighi sull’assetto proprietario di queste ultime che godrebbero di un diritto di riserva sulla capacità. Tale diritto è espresso in termini di accesso negoziato sull’80% della capacità nel caso di GNL ed infrastrutture di stoccaggio, mentre è esercitabile come accesso prioritario nel caso di realizzazione o potenziamento di nuovi gasdotti di importazione.

Per quanto riguarda il settore elettrico, la costruzione di nuove linee di trasmissione è senza dubbio cruciale, forse più delle nuove centrali. Il Dpef prevede interventi normativi volti a semplificare le procedure, collegare rapidamente i nuovi impianti di produzione e potenziare le interconnessioni con l’estero. Oltre alla semplificazione amministrativa, il Dpef sottolinea che la realizzazione di investimenti sulle reti di trasmissione e distribuzione richiede un adeguamento della remunerazione riconosciuta su tali reti in modo da allinearla sui valori europei. Il DdL energia ha cercato di dare attuazione a questi obiettivi introducendo

anche in questo caso un incentivo garantendo ai soggetti che realizzano l'investimento la riserva di una quota rilevante, pari all'80%, della nuova capacità da allocare in regime di accesso negoziato per un periodo di 20 anni. Le scelte fatte risultano però senz'altro incentivanti nei confronti dell'investitore mentre potrebbero essere poco attente alle esigenze di apertura del mercato, attraverso un accesso non discriminatorio alla rete. La correzione apportata dall'Autorità con delibera dell'agosto 2002 limita in parte tali rischi. Occorrerà tuttavia vedere quale versione del provvedimento verrà fatta propria nel passaggio parlamentare. L'effetto del provvedimento volto ad incentivare la costruzione di nuova capacità, soprattutto nella forma meno blanda del DdL è, comunque, quello di innalzare i costi di entrata per i nuovi *competitors*.

Nuove norme per le importazioni

Il disegno di legge sulla "Riforma e riordino del settore energetico" (DdL energia) e il disegno di legge AS 1149 ("Collegato" alla concorrenza), contengono diverse disposizioni relative a modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica.

In particolare è degno di nota l'articolo 44 del Collegato alla concorrenza, nel testo proposto dalla Commissione industria, commercio e turismo del Senato, che prevede la possibilità per il MAP di assegnare la capacità di importazione ai clienti finali disponibili a distacchi di carico in tempo reale, ovvero in grado di assicurare, sulla base di contratti pluriennali, un completo utilizzo della capacità assegnata per almeno l'80% delle ore annue. L'articolo stabilisce anche che i contratti bilaterali di fornitura corrispondenti a tali assegnazioni di capacità sono autorizzati, in deroga alla Borsa, dal MAP e ad essi non si applica il pagamento dello specifico corrispettivo di congestione.

L'Autorità, con una segnalazione al Governo e al Parlamento contenuta nella delibera n. 114/02, ha espresso parere negativo sulle disposizioni dell'articolo 44 del Collegato alla concorrenza (e sull'articolo 32 relativo al settore del gas naturale), in quanto da un lato alterano i presupposti dell'esercizio delle funzioni di regolazione indipendente (di cui si è già detto), dall'altro introducono forme di assegnazione non trasparenti e potenzialmente discriminatorie.

Energia e ambiente

Il DdL Marzano comprende alcuni importanti provvedimenti anche nell'ambito delle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra e di promozione dell'energia rinnovabile. Lo Stato è legittimato a legiferare in questa materia in quanto ambiente e sicurezza energetica sono materie di sua competenza anche ai sensi della riforma federalista della Costituzione.

Il disegno di legge introduce nuovi strumenti per il controllo delle emissioni di gas serra cui l'Italia si è impegnata ratificando il Protocollo di Kyoto. Attualmente lo strumento utilizzato a questo fine è la *carbon tax*. Il DdL prevede all'articolo 21 il congelamento delle aliquote della *carbon tax*, eliminando i previsti incrementi nel tempo e mantenendo inalterata la destinazione del gettito. Per ridurre le emissioni di gas serra dei produttori di energia elettrica sono introdotti nuovi strumenti in linea con alcune recenti proposte europee, ritenuti generalmente più efficienti rispetto a strumenti come la *carbon tax*. Si prevede infatti di introdurre un sistema di soglie di emissioni (art. 21), decrescenti nel tempo, consentite ai generatori di energia elettrica con un relativo sistema di sanzioni per i soggetti inadempienti. Inoltre si prevede di introdurre anche nel nostro Paese un mercato per il commercio dei diritti di emissione di anidride carbonica (*emission trading*). In questo modo anche l'Italia introdurrebbe un meccanismo di controllo delle emissioni flessibile e ritenuto generalmente efficiente in quanto in grado di premiare i soggetti più virtuosi con la possibilità di cedere i permessi di emissione non utilizzati. La costruzione del nuovo mercato delle emissioni richiederà la risoluzione di alcuni punti critici come la definizione dei meccanismi di

allocazione iniziale dei crediti di emissione. Nel disegno del mercato delle emissioni i ministri delegati dovranno tenere in considerazione le indicazioni che vengono dalla proposta di direttiva europea sull'*emission trading*.

Per quanto riguarda la produzione di energia da fonti rinnovabili il DdL Marzano chiarisce innanzitutto le sorti dell'energia prodotta da impianti di piccola potenza, la maggior parte dei quali è alimentata da fonti rinnovabili. Si propone che l'energia prodotta da impianti di potenza inferiore a 10 MW sia ceduta dai produttori al GRTN ad un prezzo pari al prezzo di equilibrio che si forma in borsa il giorno precedente: in questo modo si dovrebbe porre fine all'attuale situazione di incertezza.

Il disegno di legge introduce alcune modifiche anche al nuovo sistema di incentivazione a sostegno della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (art. 22). Secondo il disegno di legge la quota minima del 2% fissata dal decreto Bersani per la produzione di fonti rinnovabili dovrebbe essere incrementata dal 2005 dello 0,3% annuo per arrivare quindi nel 2012 al 4,4%. È importante sottolineare che la variazione della quota d'obbligo costituisce il principale strumento nelle mani del regolatore per incrementare la domanda di certificati verdi e quindi per incentivare la produzione di nuova energia da fonti rinnovabili. Fino ad oggi l'assenza di un provvedimento che definisse il sentiero di crescita delle quote d'obbligo rendeva difficile prevedere quale sarebbe stata l'evoluzione degli investimenti nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Simulazioni¹⁶ mettono in luce come nel caso di obbligo invariato al 2% la produzione di energia verde complessiva nel 2010 dovrebbe ammontare a 61 TWh, al fine di coprire la domanda di certificati verdi. Nel caso in cui venga applicato l'aggiornamento proposto nel disegno di legge sul riordino del sistema energetico, la produzione di energia verde nel 2010 dovrebbe ammontare invece a circa 65 TWh, fino ad arrivare a 68,5 TWh nel 2012. Tali valori sono notevolmente distanti dall'obiettivo indicativo di 75 TWh fissato dalla direttiva comunitaria. Per avvicinarsi, almeno nel 2012, ad una produzione di energia rinnovabile di 75 TWh sarebbe necessario che la quota d'obbligo venisse aggiornata almeno dello 0,5% annuo dal 2005 al 2012, come era stato proposto in una prima bozza del disegno di legge in discussione.

¹⁶ Fonte: Newsletter Osservatorio Energia REF, Luglio 2002.

CAPITOLO 2 - LA DOMANDA DI ENERGIA NEI SETTORI D'USO

CAPITOLO 2 - LA DOMANDA DI ENERGIA NEI SETTORI D'USO

A fine 2001 il Prodotto interno lordo (Pil) a prezzi costanti è aumentato dell'1,8% (4,4% a prezzi correnti) rispetto al 2000. I settori che hanno fatto registrare una crescita più marcata sono l'industria (1,2% in termini reali) e il settore terziario (2,5%), mentre il settore primario ha fatto registrare un calo (-1%) per il secondo anno consecutivo.

Il consumo interno lordo di energia nel 2001 (+1,5 % rispetto al 2000) è cresciuto meno del prodotto interno lordo, raggiungendo i 188 Mtep (tabella 2.1). L'intensità energetica si è quindi ulteriormente ridotta, fino a 182,4 tep per ogni milione di euro1995 di Pil (182,9 nell'anno 2000) (tabella 2.2).

Rispetto al 2000, il consumo di combustibili solidi è cresciuto di poco meno del 6%, portandosi a 13,8 Mtep.

La domanda interna di gas naturale ha fatto registrare un incremento dello 0,5%, attribuibile soprattutto all'incremento dei consumi nel settore civile (+3,4%), a fronte di una sostanziale diminuzione per usi produttivi (-3%).

Nel 2001, il consumo complessivo di prodotti petroliferi (greggio, semilavorati e prodotti finiti) si è ridotto ai 91 Mtep, con una diminuzione dello 0,4% rispetto all'anno precedente.

Nel 2001 la richiesta totale di energia elettrica ha raggiunto i 305 TWh con un incremento del 2,3% rispetto al 2000. Tale crescita risulta ancor più marcata (+2,6%) se si tiene conto che il 2000 è stato un anno bisestile. L'intensità elettrica arriva a 296 kWh per milione di euro (a prezzi 1995) (tabella 2.2 e figura 2.1) confermando la tendenza alla crescita registrata negli anni più recenti. I consumi sono aumentati del 2,3% rispetto al 2000, raggiungendo i 285,8 TWh. Nel 2001 la quota di energia elettrica venduta nel mercato libero è aumentata del 41% rispetto al 2000, passando da 69,9 TWh (25% dei consumi totali) a 98,5 TWh (34% dei consumi). Secondo i consuntivi provvisori, la crescita complessiva della domanda è stata trainata dai consumi del terziario (+3,8%); la crescita dei consumi dell'industria (+2%) è stata superiore alla media, mentre i consumi domestici sono risultati in linea con i valori storici¹.

Tabella 2.1 - Consumo interno lordo di energia, per fonte. Anni 1990-2001

Fonte	Energia primaria (Mtep)							Variaz.	Variaz.	
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	01/90	01/00	
Combustibili solidi	15,8	12,5	11,3	11,7	12,1	12,2	12,8	13,8	-12,7%	7,8%
Gas naturale	39,1	44,8	46,4	47,8	51,5	56,0	58,4	58,7	50,1%	0,5%
Prodotti petroliferi	92,5	95,7	94,3	94,9	94,9	92,4	91,3	90,9	-1,7%	-0,4%
Fonti rinnovabili	8,4	10,2	11,2	11,2	11,3	12,9	12,9	14,0	66,7%	8,5%
Importazioni nette energia elettrica	7,6	8,4	8,4	8,9	9,4	9,2	9,8	10,6	39,5%	8,2%
Totale	163,4	171,6	171,6	174,5	179,2	182,7	185,2	188,0	15,1%	1,5%

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero delle attività produttive (MAP)

* Dati provvisori

¹ GRTN, *Rapporto sulle attività 2001*.

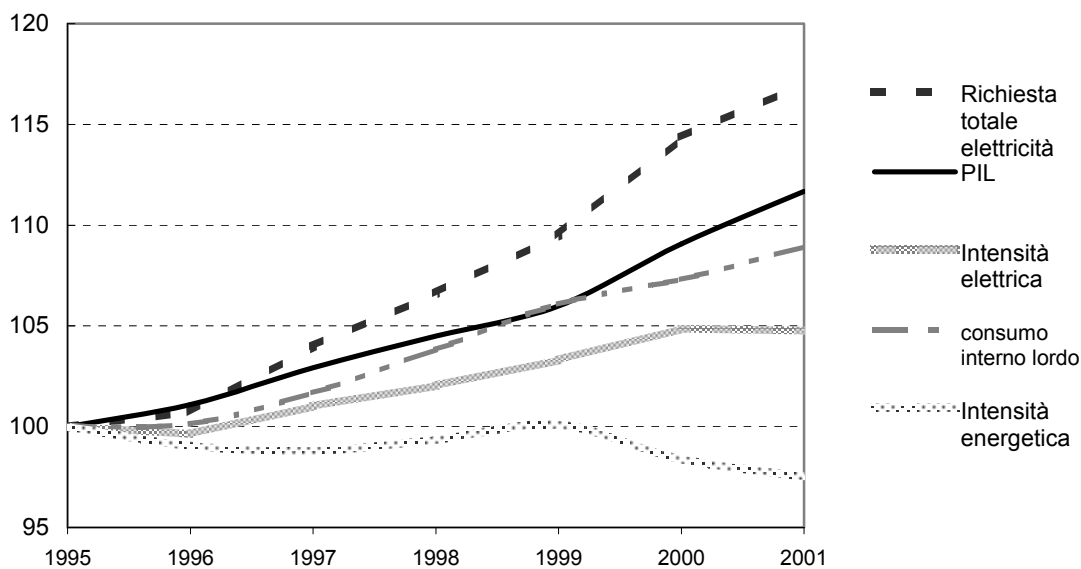
Tabella 2.2 - Consumo interno lordo di energia, intensità energetica, intensità elettrica. Anni 1990-2001

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001*
Domanda di energia (Mtep)	163,4	171,6	171,6	174,5	179,2	182,7	185,2	188,0
<i>Combustibili solidi</i>	<i>15,8</i>	<i>12,5</i>	<i>11,3</i>	<i>11,7</i>	<i>12,1</i>	<i>12,2</i>	<i>12,8</i>	<i>13,8</i>
<i>Gas naturale</i>	<i>39,1</i>	<i>44,8</i>	<i>46,4</i>	<i>47,8</i>	<i>51,5</i>	<i>56,0</i>	<i>58,4</i>	<i>58,7</i>
<i>Prodotti petroliferi</i>	<i>92,5</i>	<i>95,7</i>	<i>94,3</i>	<i>94,9</i>	<i>94,9</i>	<i>92,4</i>	<i>91,3</i>	<i>90,9</i>
<i>Fonti rinnovabili</i>	<i>8,4</i>	<i>10,2</i>	<i>11,2</i>	<i>11,2</i>	<i>11,3</i>	<i>12,9</i>	<i>12,9</i>	<i>14</i>
<i>Importazioni nette energia elettrica</i>	<i>7,6</i>	<i>8,4</i>	<i>8,4</i>	<i>8,9</i>	<i>9,4</i>	<i>9,2</i>	<i>9,8</i>	<i>10,6</i>
Consumo interno lordo di energia elettrica (TWh)	251,5	278,9	281,8	290,3	300,5	307,7	320,9	330,1*
Richiesta di energia elettrica (TWh)	235,1	261	262,9	271,4	278,3	285,8	298,5	305,4
Prodotto Interno Lordo (M€ (1995))	866.555	923.052	933.142	952.050	969.130	984.567	1.012.802	1.030.782
Intensità energetica (tep/ M€ (1995))	188,7	185,9	184,0	183,2	184,9	185,6	182,9	182,4
Domanda di elettricità/PIL (kWh/ M€ (1995))	271	283	282	285	287	290	295	296

Fonte: Elaborazione ENEA su dati MAP, Ministero dell'economia e delle finanze, ENEL (fino al 1998), GRTN (1999-2000 e 2001)

*Dati provvisori

Figura 2.1 - Intensità energetica e intensità elettrica (Numeri indice 1995=100)



Fonte: Elaborazione ENEA su dati MAP

Tabella 2.3 - Bilancio energetico nazionale di sintesi. Anno 2001 (Mtep)

	Combustibili Solidi	Gas naturale	Prodotti Petroliiferi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,4	12,8	4,1	13,5		30,8
Importazione	13,2	45,2	108,6	0,5	10,6	178,1
Esportazione	0,1	0,1	22,3			22,5
Variazione scorte	-0,3	-0,8	-0,5			-1,6
Consumo interno lordo	13,8	58,7	90,9	14,0	10,6	188,0
Consumi e perdite del settore energetico	-1,0	-0,6	-6,2	-0,1	-43,9	-51,8
Trasformazioni in energia elettrica	-8,5	-19,1	-17,4	-12,3	57,3	
Totale impieghi finali	4,3	39,0	67,3	1,6	24,0	136,2
Industria	4,1	16,3	6,9	0,3	12,0	39,6
Trasporti		0,3	40,9		0,7	41,9
Residenziale e terziario	0,1	21,4	7,4	1,1	10,9	40,9
Agricoltura		0,1	2,6	0,2	0,4	3,3
Usi non energetici	0,1	0,9	6,7			7,7
Bunkeraggi			2,8			2,8

Fonte: MAP

Dati provvisori

Nel 2001 gli impieghi finali di energia ammontano a 136,2 Mtep (134,2 Mtep nel 2000).

Il settore industriale copre una quota pari al 29,1% degli impieghi finali (29,4% nel 2000). Nel corso dell'ultimo anno il consumo del settore è rimasto sostanzialmente stabile, passando da 39,5 a 39,6 Mtep.

Nel corso del 2001 si è registrato un incremento dei consumi del settore trasporti che sono passati da 41,5 a 41,9 Mtep. La loro quota, pari al 30,8% degli impieghi finali, rimane praticamente stabile (30,9% nel 2000).

Il settore residenziale e terziario richiede il 30% (29,6% nel 2000) degli impieghi finali di energia. In termini assoluti, tra il 2000 e il 2001 i consumi sono passati da 39,7 a 40,9 Mtep.

Il settore primario contribuisce per il 2,4% agli impieghi finali nel 2000, con un consumo di 3,3 Mtep nel 2001 (3,2 Mtep nel 2000).

Gli usi non energetici passano dai 7,5 Mtep del 2000 ai 7,7 Mtep del 2001, confermando una quota pari al 5,7% dei consumi finali.

BOX - Prodotti energetici e indice dei prezzi al consumo

La spesa per prodotti energetici costituisce attualmente più del 6% del totale della spesa delle famiglie. I prezzi dei prodotti energetici sono perciò rilevanti nell'andamento del livello generale dei prezzi. Nel seguito valutiamo, in modo analitico, il contributo dei prodotti energetici alle variazioni dell'"indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività (con tabacchi)" (nel seguito semplicemente l'indice)².

L'indice è calcolato sulla base della classificazione COICOP (*Classification of individual consumption according to purpose*), per la quale i consumi sono raggruppati in base all'uso finale. Per questo motivo non esiste una categoria "prodotti energetici"; essi sono invece inclusi in categorie diverse secondo l'utilizzo che ne viene fatto.

In particolare, si ricorda che i prodotti energetici compaiono nella categoria 4 - Spese per l'abitazione (acqua, elettricità e combustibili), dove sono inclusi l'energia elettrica, il gas naturale e i combustibili liquidi (per l'abitazione), e nella categoria 7 - Trasporti, dove sono inclusi i carburanti per auto e i lubrificanti.

In tabella I-A è riportata, per il periodo 1996-2002, la spesa per i prodotti energetici sul totale delle spese delle famiglie italiane, e sono altresì indicati gli indici e i pesi relativi a ciascun prodotto energetico.

Le famiglie italiane hanno speso per i prodotti energetici una quota della loro spesa totale che è variata dal 7,3% nel 2001 (gli elevati prezzi dei prodotti petroliferi causano un peso maggiore del gas naturale e delle benzine) al 6,2% nel 2002, quando si ridimensionano i petroliferi.

È interessante notare come l'energia elettrica pesi sempre di meno nel paniere dei prodotti energetici.

Nella figura I-A è evidenziato il contributo dei prodotti energetici all'andamento dell'indice nello stesso periodo di tempo. I prezzi dei prodotti energetici, dopo un calo nel 1998 e un contributo negativo all'indice generale, crescono nel 1999 e nel 2000, accelerando la dinamica dell'indice complessivo. Negli ultimi mesi del 2001 la variazione dei prezzi assume un andamento più altalenante. Il confronto tra le figure I-A e I-B mostra come sulla forte dinamica dell'indice generale 1999 e 2000 pesino in modo determinante i prodotti petroliferi, benzine e combustibili liquidi in particolare.

Tabella I-A - Coefficienti (percentuali) di ponderazione dei prodotti energetici per il calcolo dell'indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività e indici parziali per alcune categorie. Anni 1996-2002

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
	Indici	Indici	Pesi ^(*)	Indici	Pesi	Indici	Pesi
Energia elettrica	96,3	93,2	1,76	94,7	1,33	90,8	1,16
Gas Naturale	103,3	110,7	1,82	109,1	1,72	107,3	1,90
Combustibili liquidi	105,4	107,8	0,79	104,9	0,69	109,2	0,78
-Benzine	103,5	104,9	2,00	102,1	2,32	106,5	2,35
-Altri carburanti	105,6	107,4	0,27	102,5	0,32	108,0	0,34
Carburanti	103,8	105,2	2,27	102,2	2,64	106,7	2,70
Lubrificanti	109,4	109,4	0,13	109,4	0,13	109,4	0,11
Energetici (**)	102,0	103,9	6,78	102,6	6,51	103,6	6,65
Complessivo	104,0	106,1		108,2		110,0	112,8
Senza energetici	104,1	106,3		108,6		110,4	112,6

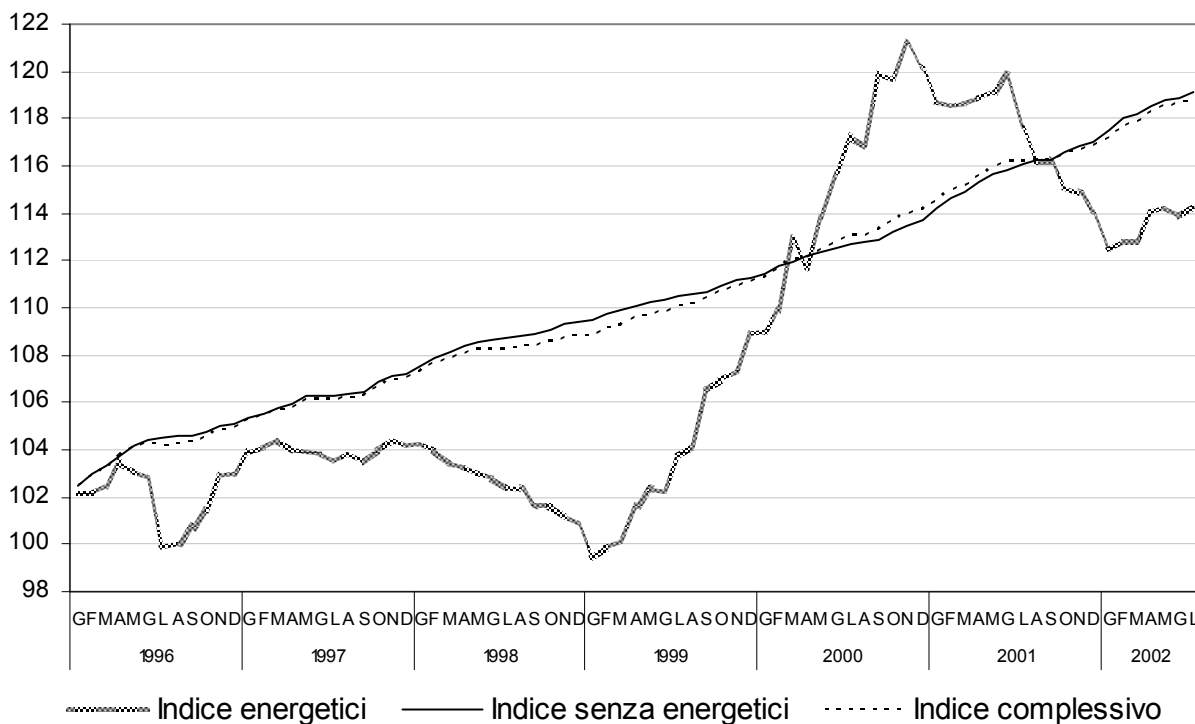
Fonte: ISTAT

(*) I pesi per il 1996 e 1997 sono gli stessi del 1998.

(**) L'indice per i prodotti energetici è calcolato considerando le categorie 70202 - Carburanti e lubrificanti e 405 - Elettricità e Combustibili e mediando gli indici relativi ad esse con pesi pari ai coefficienti di ponderazione usati nel calcolo dell'indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività. In maniera analoga si calcola l'indice dei prezzi senza prodotti energetici.

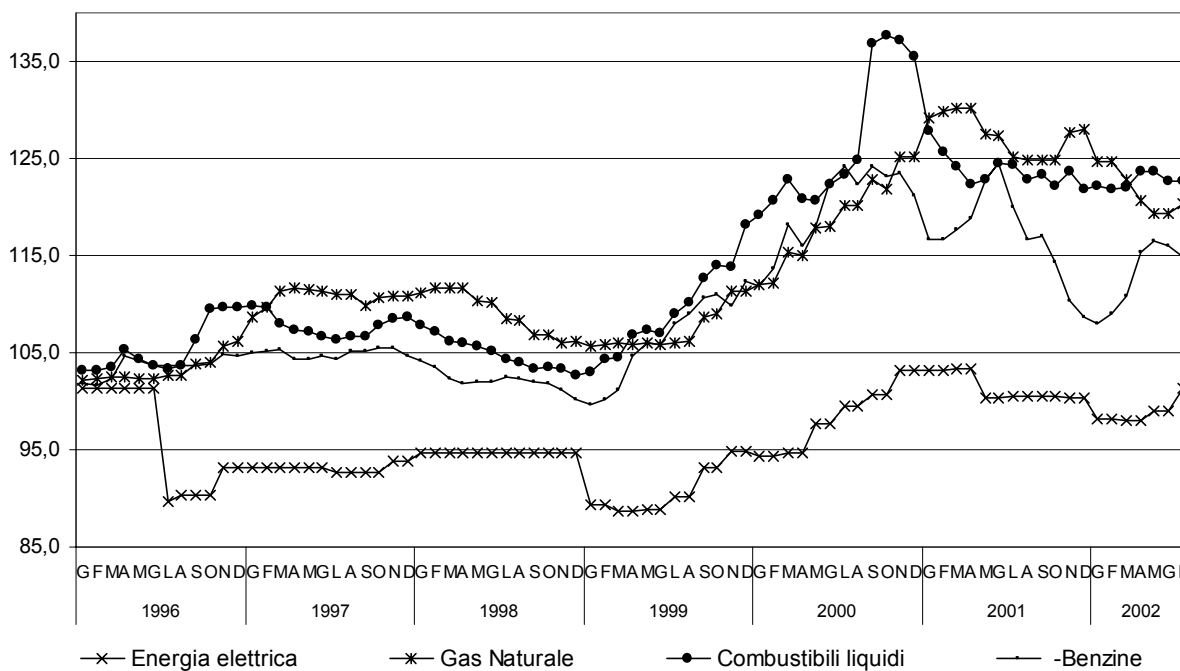
² Questo indice, che prevede un sistema di ponderazione unico a livello nazionale, rende più agevole l'analisi rispetto ad una effettuata utilizzando l'indice dei "prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati".

Figura I-A - Andamento dell'indice dei prezzi al consumo per tutta la collettività con e senza prodotti energetici e andamento dei prezzi dei prodotti energetici. Anni 1996-2002 (Numeri indice in base 1995)



Fonte: Elaborazioni su dati ISTAT

Figura I-B - Andamento dei prezzi al consumo per i principali prodotti energetici. Anni 1996-2002 (Numeri indice in base 1995)



Fonte: ISTAT

BOX - Bolletta energetica e conti economici nazionali

L'Italia importa dall'estero una quota del proprio fabbisogno energetico che è oscillata negli ultimi anni tra l'82 e l'86% e che si è attestata nel 2001 all'82,7% (dati provvisori). La domanda interna di carbone e petrolio è soddisfatta quasi per intero dalle importazioni, laddove queste coprono il 77% della domanda interna di gas naturale. Le voci di esportazione significative riguardano i prodotti petroliferi raffinati (ricavati da petrolio greggio importato).

L'approvvigionamento sui mercati esteri ha comportato, nel 2001, una spesa pari quasi a 33 miliardi di euro, di cui 30 pagati sui mercati extra UE. Poco più di 5 miliardi di euro sono rientrati grazie alle esportazioni, di cui circa 3 dal resto della UE. I prodotti energetici contribuiscono perciò al saldo della bilancia dei pagamenti negativamente, con 28 miliardi di euro, a fronte di un attivo degli altri prodotti superiore a 40 miliardi di euro.

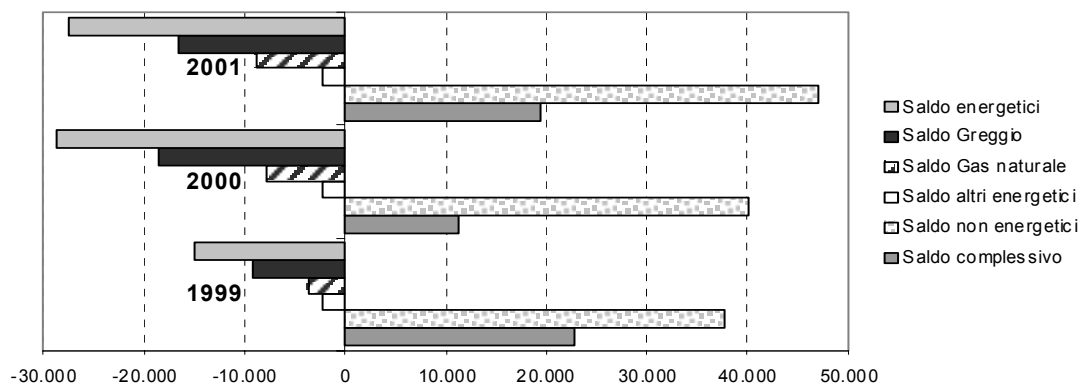
Al di là dei valori assoluti, questa situazione espone la bilancia dei pagamenti al rischio delle fluttuazioni dei prezzi dei prodotti petroliferi e, essendo questi generalmente quotati in dollari, alla fluttuazione del cambio euro/dollaro.

Il grafico in figura II-A illustra l'andamento e la composizione della spesa per l'approvvigionamento negli ultimi anni. Si noti come la "bolletta" energetica sia imputabile quasi interamente al petrolio greggio e al gas naturale. Nel corso del 2000, quando si è assistito ad un forte rialzo dei prezzi del petrolio accompagnato da un peggioramento del tasso di cambio euro-dollaro, gli esborsi per l'acquisto di petrolio greggio e gas naturale sono raddoppiati. Le quantità importate sono invece aumentate solo del 4% e del 17%, rispettivamente.

Nello stesso periodo le importazioni complessive sono aumentate, in valore, del 23%. Nel 1999, le importazioni di prodotti energetici pesavano sul totale delle importazioni per il 7%, ma sono responsabili del 27% dell'aumento. Infatti, il valore delle importazioni di prodotti non energetici aumenta del 17%, quello degli energetici del 90%. Nel 2000 i prodotti energetici pesano per il 10,7% sul totale delle importazioni del Paese. In termini di saldo l'effetto dei prodotti energetici è ancora più evidente: il saldo relativo agli altri beni e servizi nel 2000 è infatti di 40 miliardi di euro, mentre quello comprensivo anche dei prodotti energetici scende a 11 miliardi di euro. Nel 1999 queste due grandezze erano pari rispettivamente a 38 e 22 miliardi di euro.

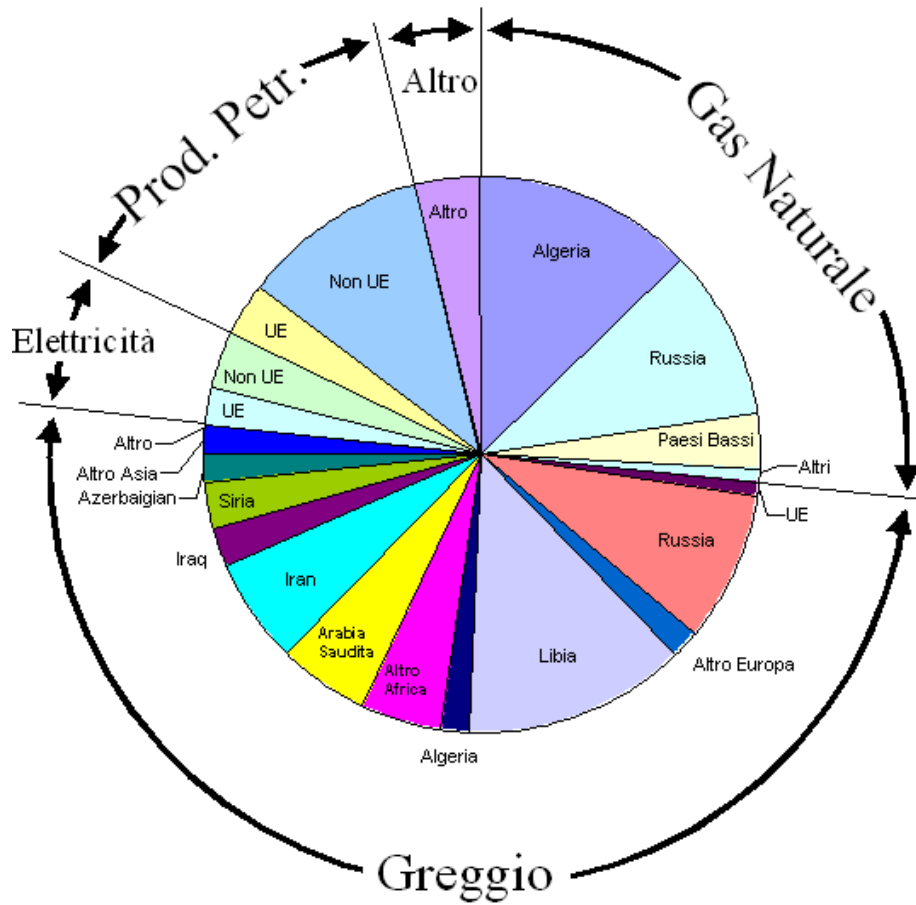
Nel corso del 2001 la situazione si è mantenuta stabile grazie ad una lieve contrazione nelle quantità importate e nei prezzi, essendo rimasto stabile il tasso di cambio. Al miglioramento del saldo della bilancia dei pagamenti (figura II-A) ha contribuito, pur se lievemente, il ridimensionamento della bolletta energetica (-3,7%): in particolare, si riducono in valore e quantità le importazioni di petrolio greggio (-10% in valore) mentre aumentano quelle di gas naturale (+12% in valore). Questa tendenza risulta confermata dai dati dei primi quattro mesi del 2002.

Figura II A - Composizione del saldo della bilancia dei pagamenti con l'estero. Anni 1999-2001 (milioni di euro correnti)



Fonte: ISTAT

Figura II-B - Composizione della spesa per importazione di prodotti energetici per paese di provenienza. Anno 2001



Fonte: ISTAT

2.1 IL SETTORE INDUSTRIALE

Nel 2001 i consumi energetici del settore industriale rappresentano il 29,1% dei consumi finali del Paese (29,4% nel 2000). Tale quota si è mantenuta stabile nel corso degli ultimi anni laddove la composizione delle fonti ha subito una mutazione: si registra infatti la graduale diminuzione dei consumi di prodotti petroliferi e combustibili solidi che sono vieppiù sostituiti da gas naturale ed energia elettrica.

Nel 2001 il settore copre quasi la metà dei consumi finali di energia elettrica, il 95,3% dei consumi di combustibili solidi, il 10,3% dei consumi di prodotti petroliferi e il 43% dei consumi finali di gas. Nel 2000 erano stati rilevati valori molto simili.

2.1.1 Quantità

Nei paragrafi precedenti è stato illustrato l'andamento complessivo della domanda di energia relativamente al 2001. Nei paragrafi che seguono, le informazioni statistiche relative ai settori economici faranno riferimento all'anno 2000. Come è noto, infatti, in corrispondenza di un maggior livello di disaggregazione settoriale, lo stato di aggiornamento delle statistiche è meno avanzato. La ripresa dell'attività industriale verificatasi nel 1999 si è consolidata nel corso del 2000. L'indice della produzione industriale ha fatto registrare una crescita del 3,3%³, mentre il valore aggiunto è cresciuto del 2,6% rispetto all'anno precedente. L'industria in senso stretto (2,7%) ha trainato la ripresa, ma anche l'edilizia (2,3%) ha evidenziato un tasso di crescita superiore a quello dell'anno precedente.

La domanda di energia dal settore industriale è aumentata del 2,4%, da 38,5 a 39,5 Mtep (tabella 2.4). L'aumento più rilevante riguarda l'energia elettrica (+6%), che rappresenta il 30% circa dei consumi totali dell'industria, per un ammontare pari a 11,7 Mtep. Il gas naturale ha fatto registrare un importante incremento (4,8%), da quasi 16 a 16,7 Mtep, passando dal 41,5% al 42,4% dei consumi finali del settore.

Il consumo di prodotti petroliferi è calato del 3,9%, passando da 7,0 a 6,7 Mtep. La contrazione dei consumi di prodotti petroliferi è stata determinata essenzialmente dal calo della domanda di olio combustibile (-10%) a fronte di una sostanziale stabilità dei consumi degli altri prodotti.

I consumi di prodotti petroliferi sono diminuiti in tutti i settori dell'industria manifatturiera con la sola eccezione del settore materiali da costruzione. A fine 2000 i prodotti petroliferi coprono una quota pari al 17,2% dei consumi finali del settore (18,3% nel 1999).

Il *trend* fortemente decrescente che caratterizza i consumi dei combustibili solidi è confermato anche dai dati del 2000. A fronte di un consumo che passa da 4,4 a 4,2 Mtep (-4,9%), la quota di combustibili solidi sul totale dei consumi di energia del settore scende dall'11,5% al 10,7%. La contrazione della domanda investe sia la domanda di carbone (-15,2%) che la domanda di coke (-3%).

³ Banca d'Italia, Relazione annuale tab. aB24

Tabella 2.4 - Consumi energetici nel settore industriale, per fonte. Anni 1990-2000

Fonte	1990		1995		1997		1998		1999		2000		2001*	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	9532	26,1	10272	27,9	10623	28,6	10926	29	11064	28,7	11726	29,7	12000	30,3
Gas naturale	12993	35,6	14884	40,4	15128	40,7	15455	41	15980	41,5	16747	42,4	16300	41,2
Prodotti petroliferi	8796	24,1	6697	18,2	6783	18,2	6838	18,1	7056	18,3	6783	17,2	6900	17,4
Olio combustibile	4600	52,3	3391	50,6	3114	45,9	3069	45,3	4100	58,1	3688	54,4	-	-
Benzine	81	0,9	33	0,5	33	0,5	37	0,5	42	0,6	42	0,6	-	-
Gasolio	397	4,5	298	4,4	316	4,7	453	6,6	416	5,9	427	6,3	-	-
Virgin nafta	1330	15,1	1063	15,9	1063	15,7	1114	16,3	0	0	0	0,0	-	-
Carboturbo	23	0,3	14	0,2	14	0,2	14	0,2	16	0,2	19	0,3	-	-
GPL	270	3,1	278	4,2	308	4,5	326	4,8	440	6,2	438	6,5	-	-
Gas residui di raffinazione									49	0,7	62	0,9	-	-
Altri	2095	23,8	1621	24,2	1935	28,5	1826	26,7	1992	28,2	2108	31,1	-	-
Combustibili solidi e derivati	5133	14,1	4973	13,5	4668	12,5	4460	11,8	4442	11,5	4228	10,7	4100	10,4
Carbone	1210	23,6	1427	28,7	1126	24,1	1235	27,7	1396	31,4	1184	28,0	-	-
Coke	3119	60,8	2762	55,5	2785	59,7	2661	59,7	2591	58,3	2514	59,5	-	-
Gas derivati	709	13,8	614	12,3	586	12,6	356	8	236	5,3	296	7,0	-	-
Altri solidi	96	1,9	170	3,4	170	3,6	208	4,7	219	4,9	235	5,6	-	-
Totale fossili¹	26922		26554		26579		26753		27478		27758		27600	
Totale consumi finali²	36454	100,0	36826	100,0	37201	100,0	37679	100,0	38541	100,0	39484	100,0	39600	100,0
Totale fonti primarie³	51307		52831		53753		54703		55780		57755		58298	

(¹) Somma dei consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

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

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

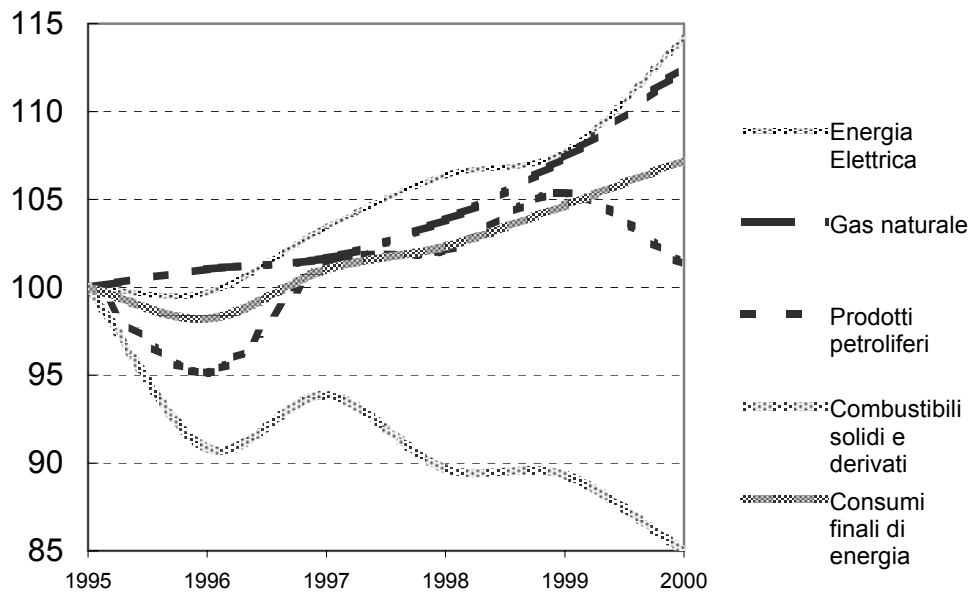
* Dati provvisori

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

L'andamento degli ultimi sei anni (figure 2.2 e 2.3) evidenzia il forte calo nei consumi di combustibili solidi (nel 2000 circa il 15% in meno rispetto al 1995) e l'incremento dell'elettricità e del gas naturale. I consumi di prodotti petroliferi, a fronte di un *trend* sostanzialmente crescente, evidenziano anche fluttuazioni rilevanti: nel 2000, dopo tre anni di continuo incremento, si assiste ad un calo dei consumi ricollegabile alle dinamiche dei prezzi sui mercati internazionali.

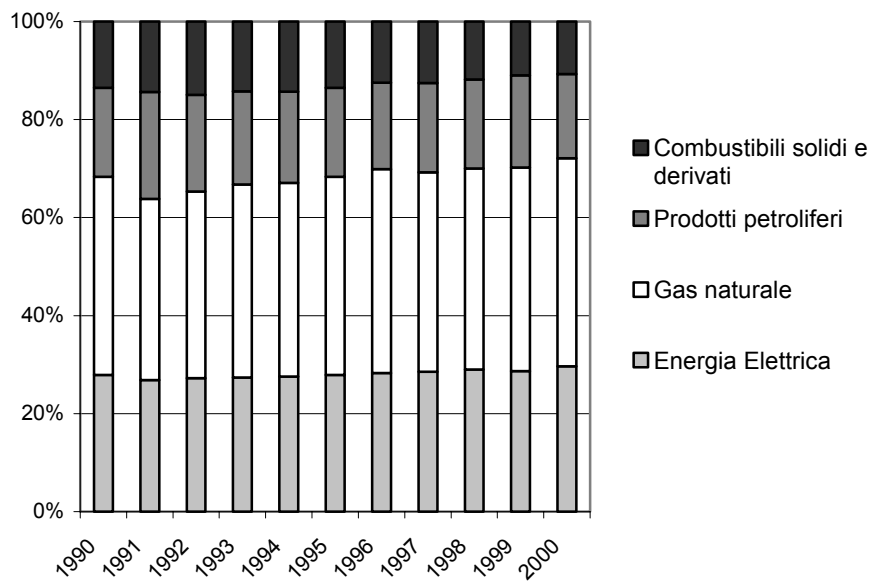
L'incremento degli usi finali segue, in linea di massima, l'andamento dell'indice della produzione industriale e dell'indice del valore aggiunto (figura 2.4, diagramma in alto). Nell'ultimo anno la produzione è cresciuta ad un tasso più elevato rispetto agli usi finali. Di conseguenza, si assiste ad un calo dell'intensità energetica dopo il brusco aumento del 1999. Il consumo per addetto continua ad aumentare allo stesso tasso dell'anno precedente, influenzando positivamente l'andamento della produttività (l'incremento del valore aggiunto per addetto avviene ad un tasso di poco superiore).

Figura 2.2 - Consumi finali di energia per fonte (Numeri indice 1995=100)



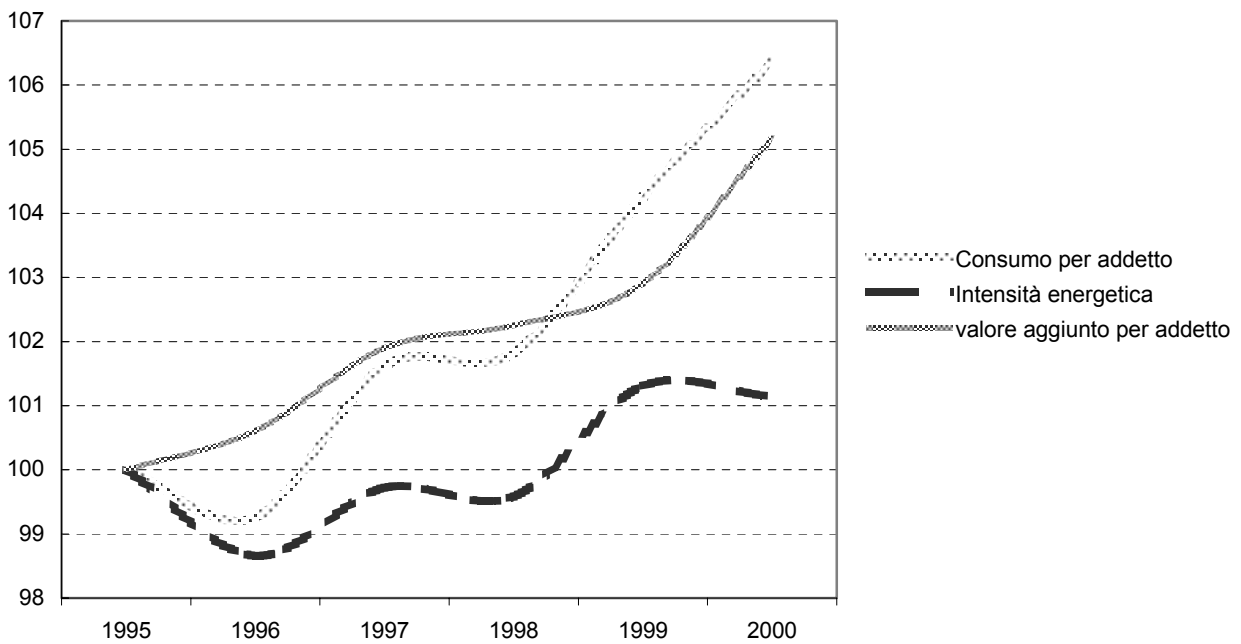
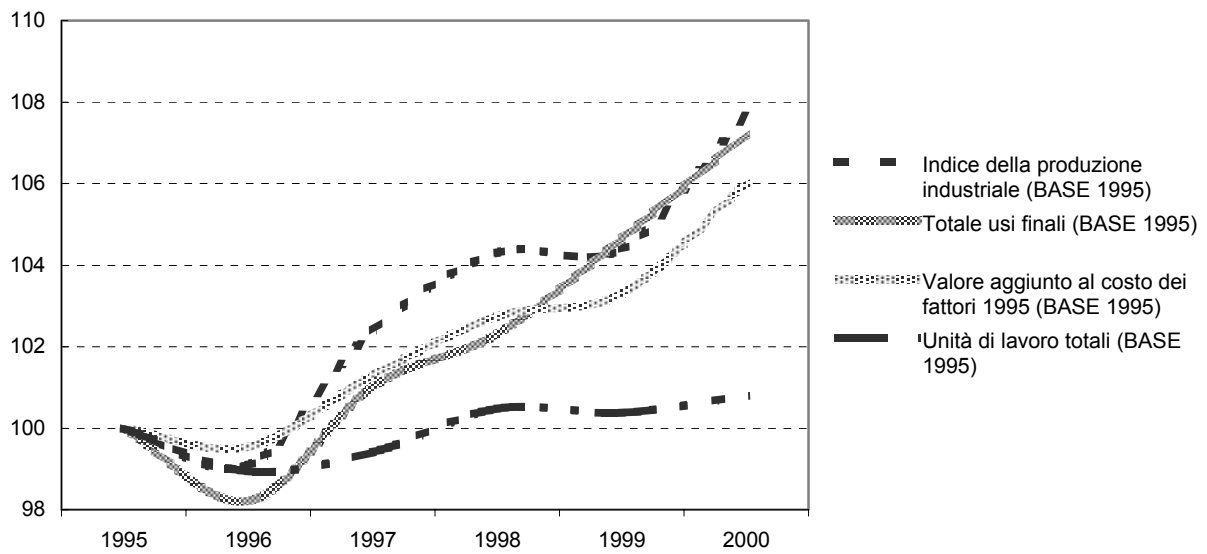
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

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



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

Figura 2.4 - Alcuni indicatori del comparto industriale (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€ 95)	261076
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	6743
Usi finali di energia (ktep)	36826

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ISTAT e MAP

Tabella 2.5 - Consumi finali di energia nei settori industriali. Anni 1990-2000

Industria	1990		1995		1997		1998		1999		2000	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Siderurgia	7442	20,4	7738	21,0	7295	19,6	7058	18,7	6473	16,8	7156	18,1
Estrattive	139	0,4	154	0,4	150	0,4	142	0,4	244	0,6	178	0,5
Metalli non ferrosi	832	2,3	826	2,2	846	2,3	877	2,3	938	2,4	963	2,4
Meccanica	3282	9,0	4081	11,1	4522	12,2	4712	12,5	4906	12,7	5160	13,1
Agroalimentare	2114	5,8	2747	7,5	2872	7,7	3072	8,2	3573	9,3	3522	8,9
Tessile e Abbigliamento	2125	5,8	2607	7,1	2560	6,9	2676	7,1	2765	7,2	2862	7,2
Materiali da costruzione	4992	13,7	4182	11,4	4186	11,3	4382	11,6	5023	13,0	5269	13,3
Vetro e Ceramica	2697	7,4	2948	8,0	3037	8,2	3085	8,2	3083	8,0	3300	8,4
Chimica e Petrochimica	7575	20,8	7468	20,3	7200	19,4	7015	18,6	6725	17,5	6475	16,4
<i>di cui:</i>												
<i>Chimica</i>	3922	10,8	4251	11,5	5092	13,7	5153	13,7	5684	14,7	5446	13,8
<i>Petrochimica</i>	3653	10,0	3217	8,7	2109	5,7	1862	4,9	1041	2,7	1029	2,6
Cartaria e grafica	1834	5,0	2408	6,5	2592	7,0	2662	7,1	2568	6,7	2656	6,7
Altre Manifatturiere	3320	9,1	1491	4,0	1756	4,7	1799	4,8	2144	5,6	1785	4,5
Edilizia	101	0,3	176	0,5	184	0,5	200	0,5	98	0,3	157	0,4
Totale usi finali	36454	100	36826	100	37200	100	37679	100	38540	100	39484	100

Fonte: MAP

Tabella 2.6 - Consumi finali di energia per settore e per fonte. Anno 2000 (ktep)

	Combustibili solidi			Energia elettrica	Totale	% Totale usi finali
	Gas naturale	Petrolio				
Siderurgia	3428	1886	99	1743	7156	18,1
Estrattive	1	26	50	100	178	0,5
Metalli non ferrosi	31	378	89	465	963	2,4
Meccanica	72	2207	718	2164	5160	13,1
Agroalimentare	46	1851	623	1001	3522	8,9
Tessile e Abbigliamento	10	1319	413	1121	2862	7,2
Materiali da costruzione	578	1073	2914	704	5269	13,3
Vetro e Ceramica	0	2538	288	474	3300	8,4
Chimica e Petrochimica	13	3029	1030	2403	6475	16,4
Cartaria e grafica	3	1626	158	869	2656	6,7
Altre Manifatturiere	47	814	349	576	1785	4,5
Edilizia			51	106	157	0,4
Totale usi finali	4228	16747	6783	11726	39484	100

Fonte: Elaborazione ENEA su dati MAP

2.1.2 Materiali da costruzione, vetro e ceramica

Il settore Materiali da costruzione, vetro e ceramica (attività 26 della classificazione ATECO 91) comprende la fabbricazione di prodotti derivanti dalla lavorazione di minerali non metalliferi (tra cui prodotti ceramici e in vetro). Nel 2000 il settore copriva quasi il 22% dei consumi totali dell'industria (21% nel 1990 e nel 1995).

I consumi finali di energia sono passati dai quasi 7.130 ktep del 1995 agli 8.569 ktep del 2000, con un incremento del 20% (5,7% tra il 1999 e il 2000).

Il consumo di combustibili solidi è in continua diminuzione: tra il 1995 e il 2000 è passato dal 9% al 6,7% dei consumi del settore.

Il consumo di gas naturale è passato dai 3.345 ktep del 1995 ai 3.611 ktep del 2000, ma la quota di consumi coperta è diminuita nello stesso periodo dal 47% al 42%.

Il consumo di prodotti petroliferi è cresciuto sia in termini assoluti (dai 2.129 ktep del 1995 ai 3.202 del 2000), sia come percentuale dei consumi settoriali (dal 30% del 1995 al 37% del 2000).

Il consumo di energia elettrica è cresciuto, passando da 1.016 ktep nel 1995 a 1.178 ktep nel 2000, mentre la sua percentuale rispetto alle altre fonti si attesta attorno al 14%.

Tabella 2.7 - I consumi di energia nel settore materiali da costruzione, vetro e ceramica. Anni 1990-2000

	1990		1997		1998		1999		2000	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	1021,6	20,5	552,8	7,7	607,5	8,1	607,1	7,5	577,8	6,7
Carbone	883,0	86,4	339,7	61,5	365,1	60,1	570,4	94,0	341	59,0
Coke	55,3	5,4	37,1	6,7	30,1	5,0	27,3	4,5	27,3	4,7
Gas derivati	0,0	0,0	23	4,2	23	3,8	2,1	0,3	0	0,0
Altri solidi	83,3	8,2	153	27,7	189,3	31,2	7,3	1,2	209,5	36,3
Gas	769,8	15,4	3268,6	45,3	3328,7	44,6	3375,8	41,6	3611	42,1
Prodotti petroliferi	2547,2	51,0	2361,2	32,7	2447,8	32,8	3003,3	37,0	3202,4	37,4
Olio combustibile	639,0	25,1	522,3	22,1	538,9	22,0	936,8	31,2	922,2	28,8
Gasolio	49,0	1,9	36,7	1,6	41,8	1,7	28,6	1,0	28,6	0,9
Gpl	6,6	0,3	66	2,8	55	2,2	161,7	5,4	161,7	5,0
Altri petr.-coke,kerosene,altri,non en.-	1852,6	72,7	1736,2	73,5	1812,1	74,0	1876,2	62,5	2089,9	65,3
Energia Elettrica	653,7	13,1	1039,9	14,4	1082,7	14,5	1120,1	13,8	1178	13,7
Totale fossili	4338,6		6182,6		6384,0		6986,2		7391,2	
Totale fonti energetiche (2)	4992,3	100,0	7222,5	100,0	7466,7	100,0	8106,3	100,0	8569,2	100,0
Totale fonti primarie	6010,9		8842,8		9153,7		9851,6		10404,7	

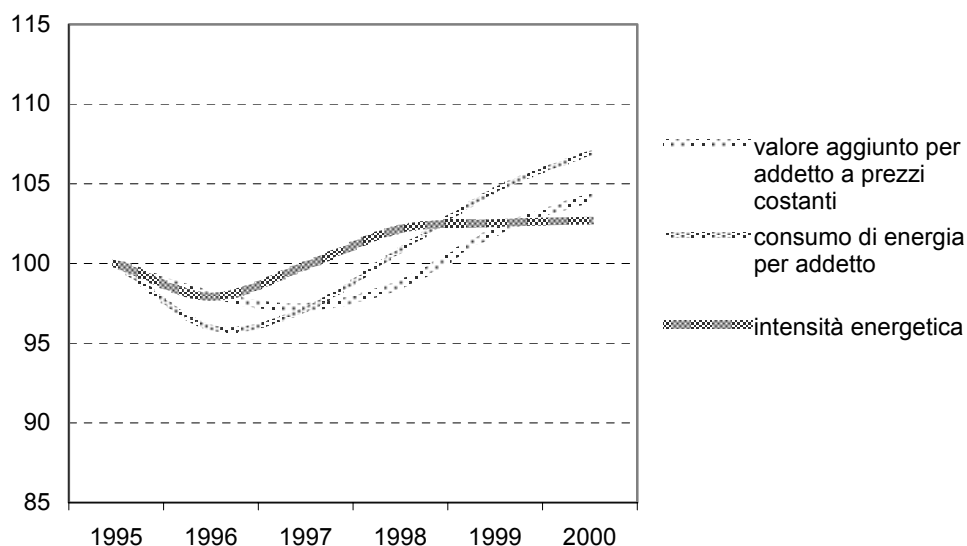
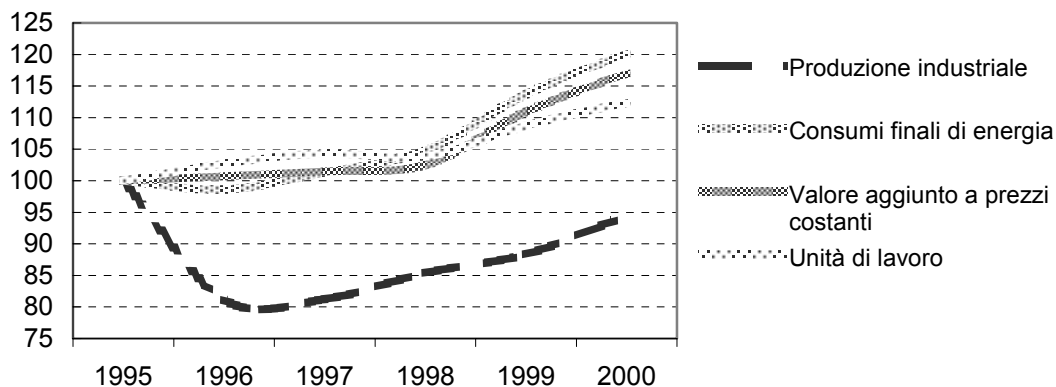
(¹) Somma dei consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

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

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

Fonte: MAP

Figura 2.5 - Alcuni indicatori del settore materiali da costruzione, vetro ceramica (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (ME95)	11258
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	286
Usi finali di energia (ktep)	7129

L'indice della produzione industriale evidenzia come il settore stia recuperando i valori che aveva all'inizio del decennio dopo il calo del biennio 1995-1997; il valore aggiunto, l'occupazione e i consumi energetici mostrano lo stesso andamento, pur con escursioni minori.

In una prima fase, tra il 1995 e il 1996, il consumo di energia per addetto, il valore aggiunto per addetto e l'intensità energetica hanno subito una leggera contrazione; successivamente, il valore aggiunto per addetto e il consumo di energia per addetto aumentano in maniera evidente. L'intensità energetica, viceversa, sembra avere raggiunto una sostanziale stabilità a partire dal 1997.

2.1.3 Il settore metallurgico

Il settore metallurgico (attività 27-28 della classificazione ATECO 91) 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). Il settore copre il 20,5% degli usi finali dell'industria (23% circa nel 1990).

I consumi finali di energia sono nel complesso decrescenti: dopo un massimo nel 1995 (8.564 ktep) scendono a 7.411 ktep nel 1999, per poi risalire a 8.119 ktep nel 2000. Le oscillazioni nella quantità di energia consumata dipendono dall'andamento economico del settore i cui minimi, sia in termini di valore aggiunto che di produzione, coincidono con i minimi locali degli usi dell'energia. L'intensità energetica mostra una tendenza abbastanza netta alla diminuzione tra il 1996 e il 1999 e un sensibile incremento nel corso dell'ultimo anno. Nel 2000, a fronte di un incremento dell'intensità energetica e del consumo per addetto, si registra un incremento del valore aggiunto per addetto meno sostenuto.

La sostanziale stabilità della forza lavoro impiegata evidenzia un legame poco marcato tra occupazione e consumi, a differenza di quanto avviene con l'andamento effettivo della produzione.

La composizione delle fonti impiegate mostra il netto predominio del consumo di combustibili solidi (circa 42,6%) e lo scarso ricorso all'impiego dei prodotti petroliferi (2,3%). L'uso di energia elettrica (27,2%) e di gas naturale (27,9%) resta sostanzialmente invariato durante il decennio.

Tabella 2.8 - I consumi di energia nel settore metallurgico. Anni 1990-2000

Fonti Energetiche	1990		1997		1998		1999		2000	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	3878,0	46,9	3940,1	48,4	3618,1	45,6	3,247.9	43,8	3,458.1	42,6
Carbone	317,4	8,2	731,6	18,6	813,6	22,5	685,1	21,1	802,7	23,2
Coke	2867,9	74,0	2646,7	67,2	2471,4	68,3	2,328.9	71,7	2,359.4	68,2
Gas derivati	687,2	17,7	561,8	14,3	333,1	9,2	233,5	7,2	296,0	8,6
Altri solidi	5,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	2088,1	25,2	2027,9	24,9	2089,5	26,3	1960,8	26,5	2263,9	27,9
Prodotti petroliferi	108,6	1,3	121,0	1,5	141,2	1,8	192,1	2,6	188,5	2,3
Olio combustibile	25,5	23,5	78,4	64,8	80,3	56,9	67,6	35,2	63,7	33,8
Gasolio	49,0	45,1	17,3	14,3	15,3	10,8	13,3	6,9	13,3	7,1
Gpl	34,1	31,4	18,7	15,5	39,6	28,0	45,1	23,5	47,3	25,1
Energia Elettrica	2199,0	26,6	2052,1	25,2	2086,6	26,3	2010,1	27,1	2208,6	27,2
Totale fossili (1)	6074,7		6089,0		5848,8		5400,8		5910,5	
Totale fonti energetiche (2)	8273,7	100,0	8141,1	100,0	7935,4	100,0	7410,9	100,0	8119,1	100,0
Totale fonti primarie (3)	11700,0		11338,6		11186,6		10542,9		11560,4	

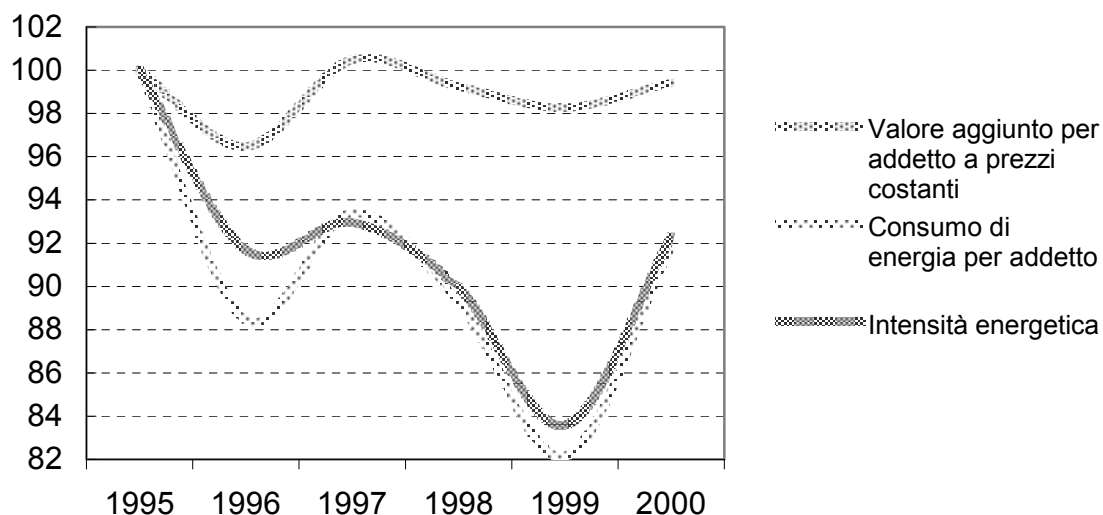
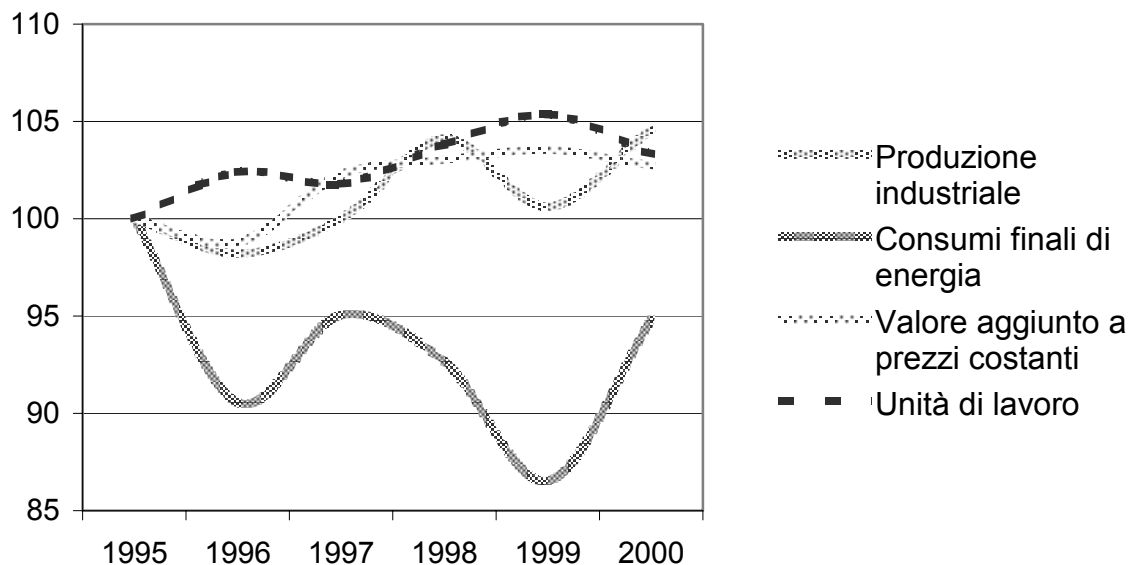
⁽¹⁾ Somma dei consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

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

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

Fonte: MAP

Figura 2.6 - Alcuni indicatori del settore metallurgico (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (ME95)	28450
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	728
Usi finali di energia (ktep)	8564

2.1.4 Il settore chimico

Il settore chimico (attività 24-25 della classificazione ATECO 91) include l'attività di fabbricazione di prodotti chimici, di fibre sintetiche artificiali, di prodotti in gomma e di materie plastiche. Nel 2000 i consumi finali di energia hanno subito un calo dell'1,3% rispetto all'anno precedente, raggiungendo 5.608 ktep; la quota del settore sul totale degli usi finali nell'industria è scesa al 13,8%, in linea con quanto registrato prima del 1999.

Tabella 2.9 - I consumi di energia nel settore chimico. Anni 1990-2000

Fonte	1990		1997		1998		1999		2000	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	1232	31,4	1980	38,9	2010	39,0	2126	37,4	2403	42,8
Gas naturale	2146	54,7	2784	54,7	2798	54,3	3212	56,5	3029	54,0
Prodotti petroliferi	437	11,1	314	6,2	331	6,4	228	4,0	163	2,9
Olio combustibile	414	94,7	262	83,5	273	82,6	145	63,6	120	73,4
Gasolio	15	3,5	14	4,6	35	10,5	31	13,6	31	18,8
GPL	8	1,8	8	2,5	13	4,0	6	2,6	6	3,4
Altri	0	0,0	30	9,5	10	2,9	47	20,6	7	4,5
Combustibili solidi e derivati	108	2,8	14	0,3	15	0,3	119	2,1	13	0,2
Carbone	3	2,8	2	15,3	3	20,7	109	0,9	5	0,4
Coke	103	95,2	8	58,3	7	48,3	6	0,1	6	0,4
Altri solidi	2	2,0	4	26,4	5	31,0	5	0,0	2	0,2
Totale fossili (1)	2691		3112		3143		3559		3206	
Totale consumi finali (2)	3922	100	5092	100	5153	100	5685	100	5608	100
Totale fonti primarie (3)	5841		8177		8284		8998		9352	

(1) Consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

(2) Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

(3) Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

La composizione delle fonti mostra che l'uso di gas naturale e di energia elettrica è preponderante rispetto a quello di prodotti petroliferi. Attualmente, questi ultimi coprono il 3% dei consumi totali (con un forte decremento relativo dal 1998), mentre la frazione di energia elettrica passa dal 37% del 1999 al 42,8% del 2000. Il consumo di gas naturale copre una quota pari al 54%.

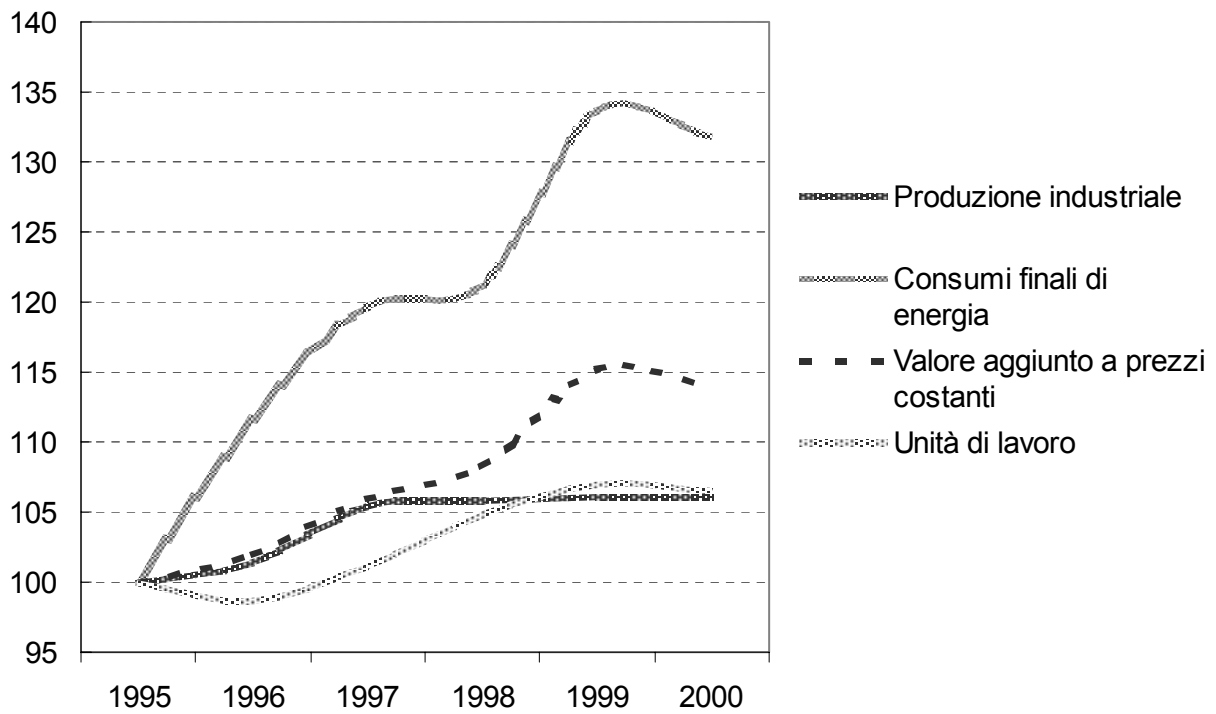
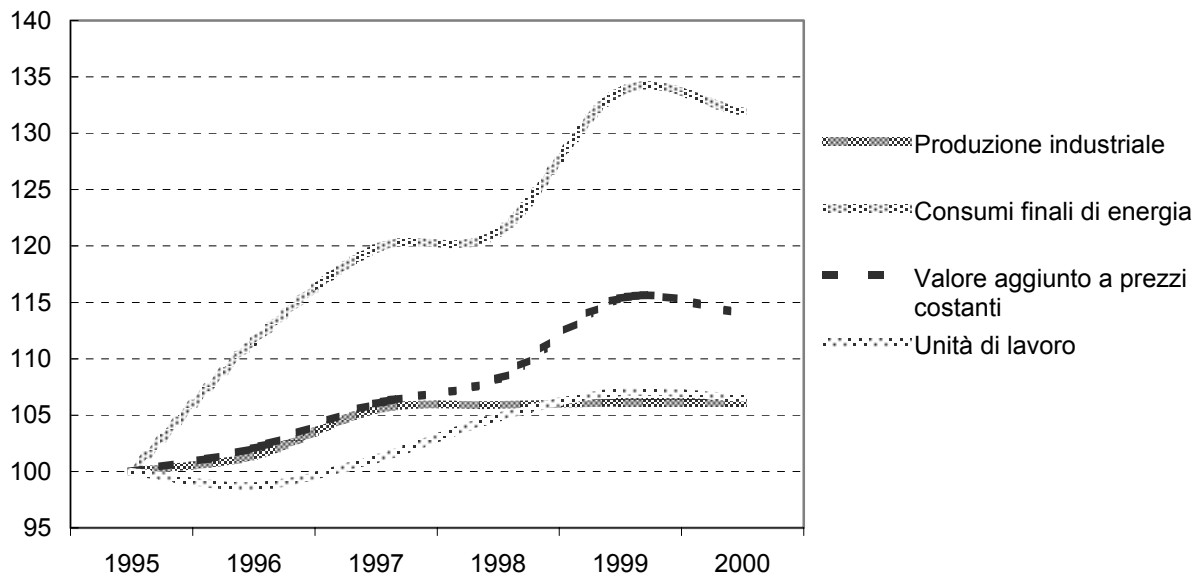
Il consumo di combustibili solidi nel 2000 non raggiunge livelli significativi (0,2% dei consumi totali).

Nel periodo 1995-2000, il settore chimico è cresciuto del 14% in termini di valore aggiunto e del 6% per quanto riguarda l'indice della produzione industriale. Le unità di lavoro⁴, stabili nel 1999 e nel 2000, sono aumentate del 7% negli ultimi sei anni.

La domanda di energia è aumentata, in sei anni, di poco meno del 32%, 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 degli ultimi due anni, che fanno registrare una stabilizzazione di questi due indicatori, sono sensibilmente aumentati nel periodo in analisi. L'aumento dell'intensità energetica e del consumo per addetto è altresì ancor più marcato del già sensibile incremento del valore aggiunto per addetto.

⁴ Fonte ISTAT (include il Petrolchimico).

Figura 2.7 - Alcuni indicatori del settore chimico (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€ 95)	15540
Unità di lavoro, media annua (migliaia)	224
Usi finali di energia (ktep)	4251

2.1.5 Il settore meccanico

Il settore meccanico (attività 29-35 della classificazione ATECO 91) 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.

Tra il 1990 e il 2000, i consumi finali di energia del settore hanno mostrato una costante tendenza al rialzo (+57%), passando da 3.282 ktep a 5.160 ktep, fino a coprire il 13,1% (2000) del totale usi finali nell'industria (tabella 2.11).

Dall'andamento della composizione delle fonti che vengono utilizzate si nota come, dal 1990 al 2000, l'uso di prodotti petroliferi subisca una netta diminuzione percentuale sul totale dei consumi finali (dal 25% al 14%) a favore di un considerevole aumento nell'uso di gas naturale (dal 27% al 43%), che continua ad aumentare in valore assoluto, passando da 872 ktep nel 1990 a 2.207 ktep nel 2000.

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 2.164 ktep nel 2000).

L'indice generale di produzione è cresciuto del 6,6% tra il 1995 e il 2000 e del 4,4% nell'ultimo anno, una crescita inferiore a quella del valore aggiunto (+11,6% dal 1995 al 2000 e +5,6% dal 1999 al 2000) e di poco superiore a quella dell'occupazione (+4,3% dal 1995 e +1% nell'ultimo anno).

La crescita del consumo di energia per unità di lavoro si è realizzata come risultato dell'aumento dei consumi finali (+26,5% dal 1995 al 2000 e +6,3% dal 1999 al 2000), a fronte di una crescita più lenta dei livelli occupazionali.

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, stabile tra il 1999 e il 2000, ma in aumento (+13,3%) dal 1995 al 2000.

Tabella 2.10 - I consumi di energia nel settore meccanico. Anni 1990-2000

Fonti Energetiche	1990		1997		1998		1999		2000	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	52,0	1,6	87,5	1,9	84,6	1,8	60,2	1,2	71,7	1,4
Carbone	4,4	8,5	28,1	32,1	29,6	35,0	2,8	4,7	22,9	31,9
Coke	47,6	91,5	57,4	65,6	53,5	63,2	54,6	90,7	45,8	63,9
Gas	872,2	26,6	1962,7	43,4	2022,6	42,9	2000,3	40,8	2206,9	42,8
Prodotti petroliferi	817,3	24,9	566,0	12,5	610,6	13,0	806,1	16,4	717,9	13,9
Olio combustibile	454,7	55,6	313,6	55,4	332,2	54,4	487,1	60,4	441,0	61,4
Benzine	80,9	9,9	32,6	5,8	16,8	2,8	42,0	5,2	42,0	5,9
Gasolio	168,3	20,6	90,8	16,0	144,8	23,7	157,1	19,5	116,3	16,2
Carboturbo	22,9	2,8	13,5	2,4	13,5	2,2	15,6	1,9	18,7	2,6
Gpl	78,1	9,6	99,0	17,5	101,2	16,6	101,2	12,6	96,8	13,5
Altri	12,4	1,5	16,5	2,9	2,1	0,3	3,1	0,4	3,1	0,4
Energia Elettrica	1540,3	46,9	1905,8	42,1	1993,8	42,3	2039,3	41,6	2163,9	41,9
Totale fossili (1)	1741,5		2616,2		2717,8		2866,6		2996,5	
Totale fonti energetiche (2)	3281,8	100,0	4522,0	100,0	4711,6	100,0	4905,9	100,0	5160,4	100,0
Totale fonti primarie (3)	5681,8		7491,5		7818,2		8083,4		8532,1	

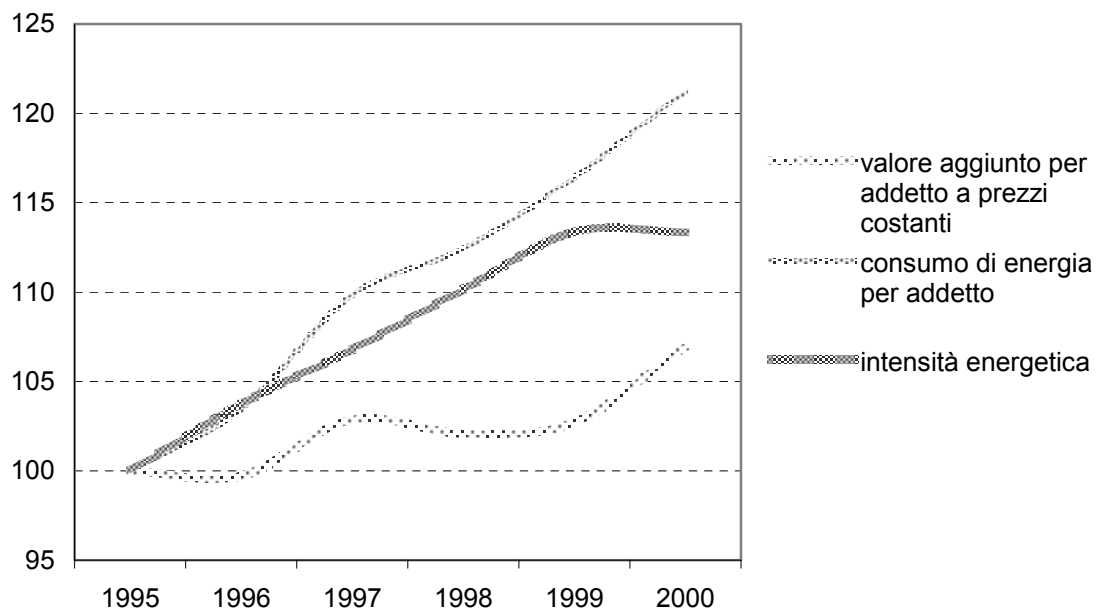
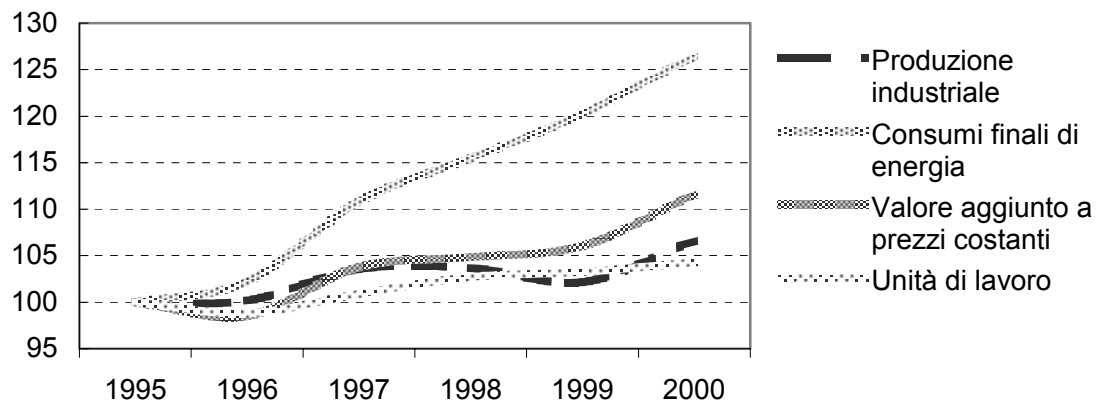
(1) Consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

(2) Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

(3) Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

Figura 2.8 - Alcuni indicatori del settore meccanico (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€ 95)	50053
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	1259,3
Usi finali di energia (ktep)	4080,7

2.1.6 Il settore agroalimentare

Il settore agroalimentare comprende le industrie alimentari, delle bevande e del tabacco (attività 15-16 della classificazione ATECO 91). Il settore copre quasi il 9% dei consumi dell'industria e il suo peso è cresciuto in maniera costante a partire dal 1990 (5,8% del totale).

I consumi finali di energia sono passati dai 2.114 ktep del 1990 ai 3.521,5 ktep del 2000, con un incremento del 66%. Tra il 1999 e il 2000 si è registrata una lieve flessione dei consumi (-1,4%, da 3.573 a 3.521,5 ktep).

Per quanto riguarda la composizione delle fonti energetiche utilizzate, il gas naturale copre il 52% dei consumi finali del settore (47% nel 1990) con un'evidente tendenza alla crescita (+2,2% nell'ultimo anno).

I consumi di energia elettrica rappresentano il 28% dei consumi del settore (30,5% nel 1990). Nonostante la loro quota sia calata essi sono cresciuti, in valore assoluto, ininterrottamente dal 1990. Tra il 1999 e il 2000, infatti, l'incremento è stato pari al 4,2%.

I consumi di prodotti petroliferi sono caratterizzati da un andamento più altalenante rispetto a quello degli altri prodotti energetici. I consumi sono calati tra il 1990 e il 1995, per poi risalire in maniera marcata fino a coprire il 18% circa dei consumi totali (21% nel 1990 e 12% nel 1995). Nell'ultimo anno il consumo di prodotti petroliferi ha tuttavia subito una forte flessione (-15,5 %) indotta dal rincaro dei prezzi dei prodotti.

Tabella 2.11 - I consumi di energia nel settore agroalimentare. Anni 1990-2000

Fonti Energetiche	1990		1997		1998		1999		2000	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	24,2	1,1	44,8	1,6	57,8	1,9	63,9	1,8	46,2	1,3
Carbone	0,7	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	8,0	0,0	0,0
Coke	18,2	75,2	34,3	76,6	45,8	79,2	45,5	71,2	30,4	65,8
Altri solidi	5,3	21,9	10,5	23,4	12,0	20,8	13,3	20,8	15,8	34,2
Gas	994,1	47,0	1622,8	56,5	1718,2	55,9	1810,6	50,7	1850,5	52,5
Prodotti petroliferi	450,8	21,3	328,1	11,4	375,2	12,2	737,6	20,6	623,4	17,7
Olio combustibile	407,7	90,4	292,0	89,0	307,7	82,0	630,1	85,4	529,2	84,9
Gasolio	25,5	5,7	16,3	5,0	38,8	10,3	45,9	6,2	45,9	7,4
Gpl	17,6	3,9	19,8	6,0	25,3	6,7	47,3	6,4	47,3	7,6
Energia Elettrica	644,8	30,5	876,2	30,5	921,1	30,0	960,8	26,9	1001,4	28,4
Totale fossili (1)	1469,1		1995,7		2151,2		2612,1		2520,1	
Totale fonti energetiche (2)	2113,9	100,0	2871,9	100,0	3072,3	100,0	3572,9	100,0	3521,5	100,0
Totale fonti primarie (3)	3118,6		4237,1		4507,5		5070,0		5081,8	

(1)Consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

(2)Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

(3)Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

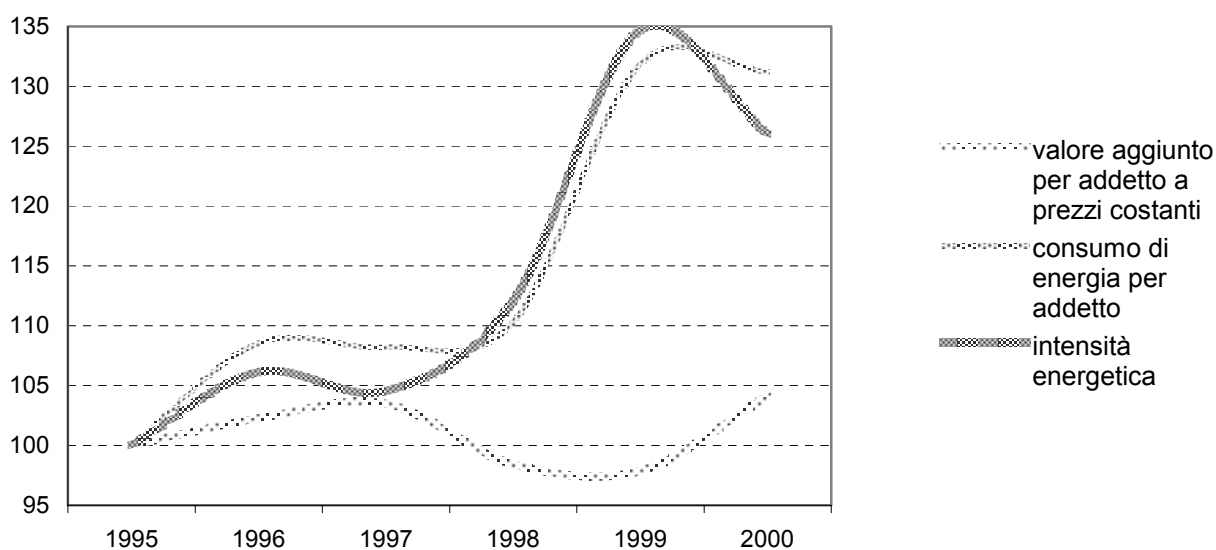
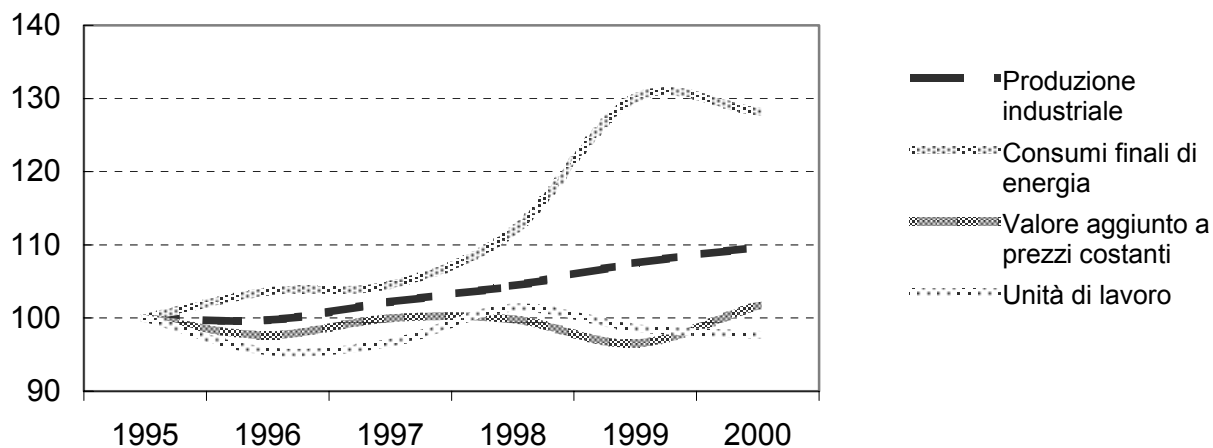
Il consumo di combustibili solidi è cresciuto in maniera consistente (+91%) dal 1990 al 2000. Nell'ultimo anno si è tuttavia assistito ad una flessione dei consumi (-27,7%), dovuta soprattutto alla contrazione del consumo di coke e al completo abbandono dell'utilizzo di carbone.

I combustibili solidi, tuttavia, coprono solamente l'1,3% dei consumi del settore e nel corso degli anni non hanno mai superato il 2%.

La figura 2.9 illustra il forte *trend* di crescita dei consumi di energia, che segue in parte l'andamento dell'indice della produzione industriale, ma è del tutto indipendente dall'andamento del valore aggiunto e dell'occupazione.

L'incremento dei consumi energetici ha determinato anche un'impennata dell'intensità energetica e del consumo per addetto, ma ha influenzato solo parzialmente la produttività; il VA per addetto infatti, dopo un minimo nel 1998, è cresciuto ad un tasso inferiore rispetto agli indicatori menzionati in precedenza.

Figura 2.9 - Alcuni indicatori del settore agroalimentare (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€Lit95)	18968
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	482
Usi finali di energia (ktep)	2747

2.2 I TRASPORTI

2.2.1 Quantità

Secondo i dati provvisori disponibili per il 2001, i consumi finali di energia del settore trasporti sono in leggero ma costante aumento, attestandosi a 41,9 Mtep, il 30,8% circa dei consumi finali complessivi del Paese. Di questi, 41 Mtep consistono di prodotti petroliferi, in particolare benzina e gasolio per autotrazione, approssimativamente in pari quantità.

I dati disaggregati per fonte e modalità di trasporto mostrano come i consumi del settore riguardino per la quasi totalità i consumi di prodotti petroliferi nel trasporto stradale: benzina e gasolio (84% del totale del settore). L'energia elettrica ha un ruolo in assoluto molto ridotto, ma con una dinamica in crescita.

Il trasporto su strada è la modalità largamente prevalente nel sistema italiano, sia per le merci che per i passeggeri, come mostrano tanto i dati della Commissione europea riportati nella figura 2.10 quanto le stime elaborate nel REA 2001 e riportate nel paragrafo successivo. I dati di entrambe le fonti mostrano una tendenza all'accentuarsi di questo squilibrio a favore della strada, sia a livello europeo che italiano. Dal confronto tra le distribuzioni modali del traffico passeggeri e merci in Italia e nell'Unione europea, si nota per le merci un maggiore peso del trasporto stradale in Italia rispetto alla media europea, mentre nel trasporto passeggeri l'Italia ha una quota di poco inferiore rispetto agli altri paesi europei.

L'Italia invece spicca per un elevato rapporto tra veicoli circolanti e popolazione, rapporto che continua ad aumentare nel tempo in quanto, a fronte di una popolazione stabile, aumenta il numero di veicoli in circolazione (figura 2.10).

Tabella 2.12 - Trasporti: consumo finale di energia per fonte. Anni 1990-2001 (ktep)

Fonte	1990		1996		1997		1998		1999		2000		2001*	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	577	1,7	699	1,8	697	1,8	712	1,7	713	1,7	733	1,8	700	1,7
Gas naturale	209	0,6	265	0,7	280	0,7	288	0,7	290	0,7	329	0,8	300	0,7
Prodotti petroliferi	33667	97,7	38106	97,5	38794	97,5	39991	97,6	40208	97,6	40445	97,4	40900	97,6
Benzine	14000	40,6	18398	47,1	18472	46,4	18774	45,8	18437	44,7	17524	42,2	-	-
Gasolio	16145	46,9	15134	38,7	15632	39,3	16309	39,8	16956	41,1	17824	42,9	-	-
Carboturbo	2046	5,9	2913	7,5	3007	7,6	3213	7,8	3315	8,0	3535	8,5	-	-
GPL	1476	4,3	1661	4,3	1683	4,2	1694	4,1	1500	3,6	1562	3,8	-	-
Combustibili solidi e derivati	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
Totale consumi finali	34453	100	39070	100	39771	100	40991	100	41211	100,0	41507	100,0	41900	100

* Dati provvisori

Fonte: MAP - Bilancio energetico nazionale

È interessante notare che dal 1998 si è registrato un calo del consumo di benzina compensato da un aumento del consumo di gasolio per autotrazione. In particolare nel 2001, secondo dati provvisori, sarebbe lievemente diminuita la domanda di benzina (-1,7%) e sarebbe invece fortemente aumentato il consumo di gasolio (+9,4%). I dati dell'Unione Petrolifera relativi ai primi sei mesi del 2002, confrontati con il primo semestre del 2001, confermano queste tendenze.

Questa tendenza appare strutturale, in quanto nel parco veicoli si assiste negli ultimi anni ad un calo nel peso dei veicoli a benzina. Tra le autovetture, infatti, è in calo il numero di veicoli a benzina, passati dall'85,3% al 78,4% tra il 1996 e il 2001, mentre è in crescita il numero di veicoli a gasolio, passati dal 10,3% al 16,7% nello stesso periodo.

Contemporaneamente, crescono di numero i veicoli commerciali, leggeri e pesanti, generalmente alimentati a gasolio. Degna di nota anche la crescita dei motocicli (da 3.376.000 a 3.732.000 unità nel 2001).

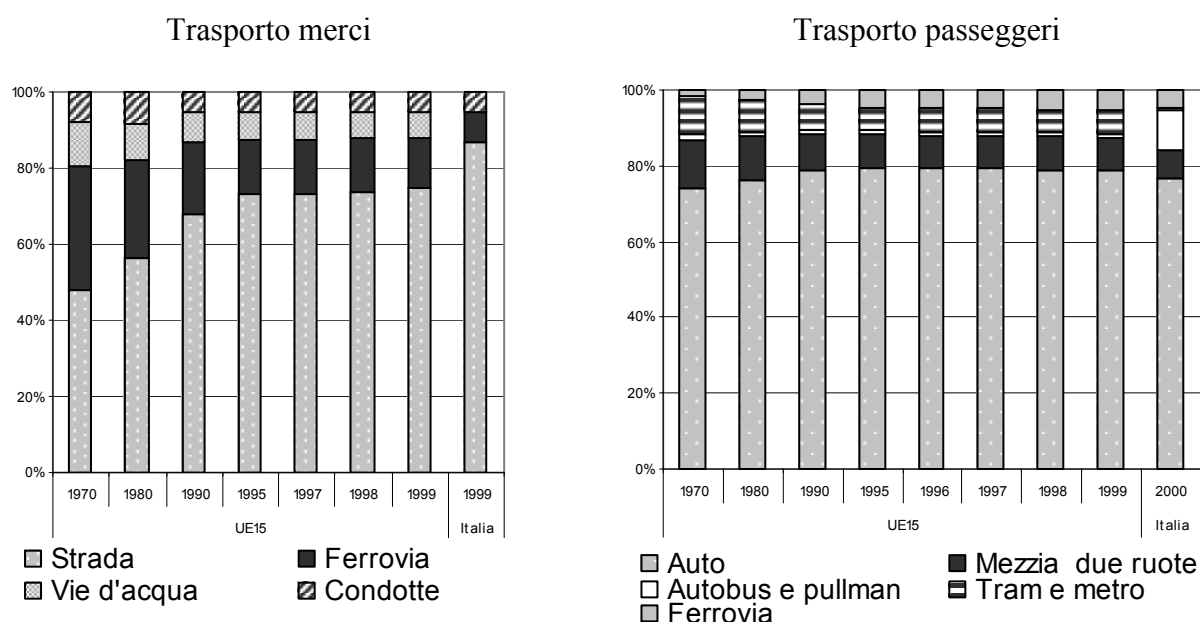
Se queste tendenze dovessero venire confermate nei prossimi anni, si assisterà ad un progressivo ridimensionamento del consumo di benzina e ad una sua sostituzione con il gasolio.

Tabella 2.13 - Trasporti: consumo finale di energia per fonte e per modalità. Anno 2000 (ktep)

	Gas	Energia elettrica	Prodotti petroliferi				TOTALE
			G.P.L.	Benzine	Carboturbo	Gasolio	
Trasporti ferroviari	-	457	-	-	-	140	597
Trasporti via acqua	-	2	-	-	-	204	206
Trasporti stradali	329	263	1.562	17.512	-	17.480	37.146
Trasporti aerei	-	11	-	12	3.535	-	3.558
Totale	329	733	1.562	17.524	3.535	17.824	41.507

Fonte: MAP - Bilancio energetico nazionale

Figura 2.10 - Composizione dei trasporti per modalità, Unione europea - Italia. Anno 2000 (%)



Fonte: Commissione europea. Direzione generale trasporti e energia

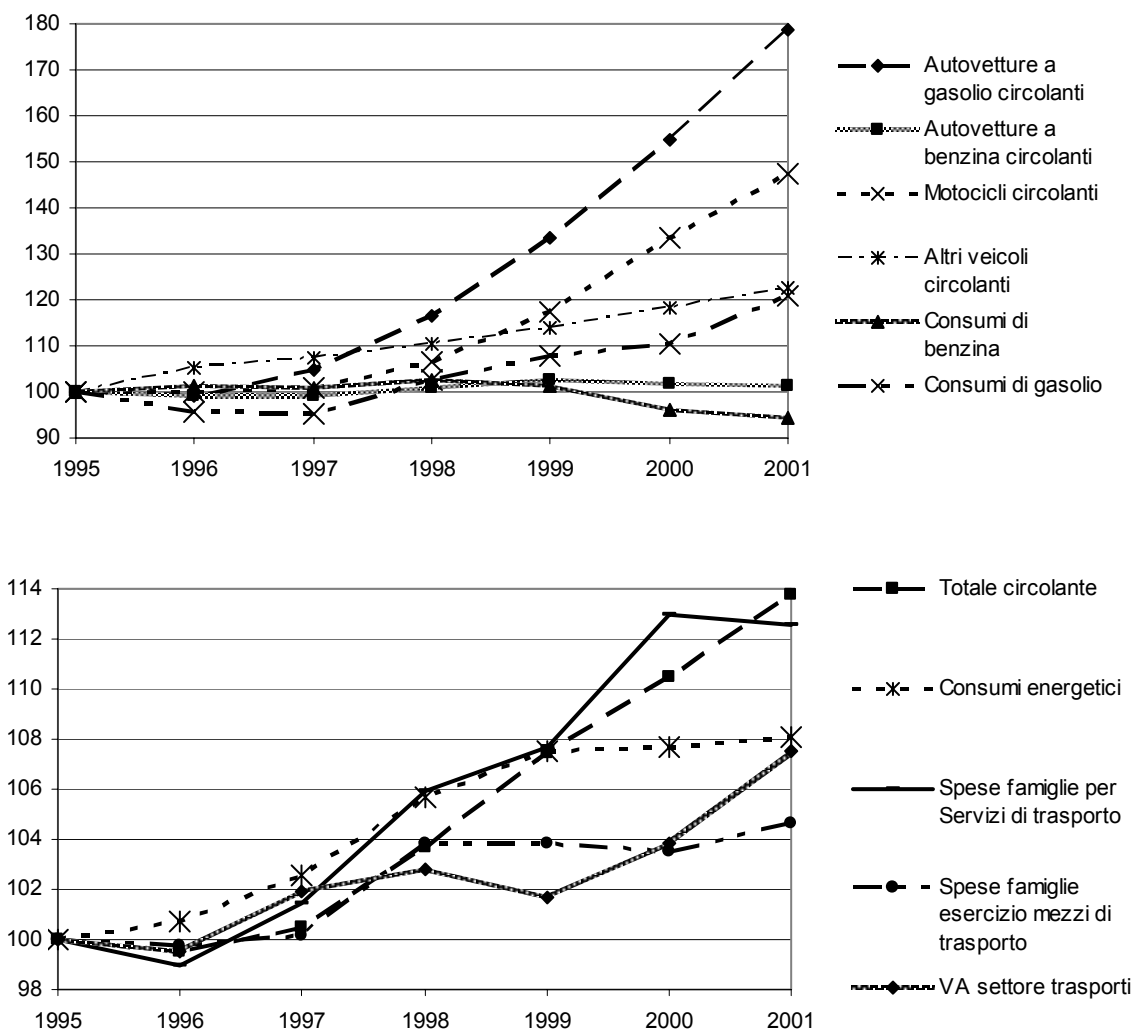
I consumi complessivi del settore trasporti includono i consumi delle imprese che producono e vendono servizi di trasporto e quelli delle famiglie per il trasporto privato (“autoprodotto”). È pertanto naturale porre in relazione il consumo di energia del settore sia con il valore aggiunto del settore trasporti sia con la spesa delle famiglie per “produrre” servizi di trasporto.

La dinamica economica degli ultimi due anni mostra un settore dei trasporti in crescita. Il valore aggiunto del settore aumenta, nel 2001, del 3,5%, un valore ben superiore rispetto alla crescita media degli ultimi nove anni (1,6%).

La spesa delle famiglie mostra tra il 1998 e il 2000 un aumento della spesa per servizi di trasporto, e una riduzione nelle spese di esercizio di mezzi di trasporto, mentre nel 2001 queste due tendenze si invertono: si osserva infatti una leggera diminuzione della spesa per servizi di trasporto e un leggero aumento nelle spese di esercizio, sia delle spese per combustibili e lubrificanti

(+1,5%), sia delle altre spese di esercizio (+0,8%). L'effetto combinato di queste dinamiche risulta in una crescita moderata ma costante della spesa complessiva.

Figura 2.11 - Alcuni indicatori del settore trasporti (Numeri indice 1995=100)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ISTAT, MAP e ACI

2.2.2 Consumi energetici, emissioni di CO₂ e domanda di mobilità

I dati contenuti nel paragrafo sono frutto di elaborazioni ENEA, basate su stime del Ministero dei Trasporti relativamente ai volumi di traffico serviti dalle diverse modalità di trasporto (contenute in varie edizioni del Conto nazionale dei trasporti (CNT)), su rilevazioni dell'AISCAT per quanto riguarda i flussi veicolari sulla rete autostradale, su quelle delle Ferrovie dello Stato (FS) con riferimento al servizio viaggiatori e merci effettuato dalla Società, su quelle dell'Ente Nazionale Aviazione Civile (ENAC), in relazione al traffico realizzato all'interno degli aeroporti italiani dalle principali Compagnie nazionali.

Le modalità seguite per la valutazione delle quantità riportate sono descritte in modo esauriente nel REA 2001, a cui si rimanda il lettore per una più dettagliata analisi dei risultati qui riproposti succintamente. Si deve tenere presente che tali stime non sono direttamente raffrontabili con quelle riportate nel resto del paragrafo, che sono valutate in modo diverso.

A conclusione di questa breve nota, si rimarca la carenza di informazioni statistiche e la poca omogeneità dei dati disponibili, che tuttavia, allo stato attuale, sono gli unici in grado di poter offrire un quadro sufficientemente disaggregato sui consumi energetici e sulle emissioni atmosferiche.

Nel periodo 1990-2000 si è verificata una consistente crescita del traffico complessivo passeggeri e merci e dei relativi consumi finali di energia, passati da 31,1 a 40,3 Mtep (+29,6%).

Le stime relative ai dati disaggregati mostrano come gli aumenti riguardino sia il trasporto passeggeri che quello merci; il primo passa infatti da circa 698,2 a circa 878,8 miliardi di passeggeri-km (+25,9%), mentre il secondo passa da circa 235,7 a circa 281,9 miliardi di tonnellate-km (+19,6%). In termini di energia consumata, il traffico passeggeri passa da 22,7 a 27,5 Mtep (+21%), il 68,2% del totale del settore, mentre il traffico merci aumenta i propri consumi in modo più che proporzionale rispetto al traffico, passando da 8,4 a 12,9 Mtep (+52%).

La modalità largamente preferita per il traffico passeggeri è la strada (92,2% di passeggeri-km), la cui quota sul totale è aumentata nel decennio di riferimento; consistente l'aumento dei passeggeri-km per vie d'acqua e per aereo, trascurabile quello del trasporto ferroviario (impianti fissi).

Anche per il trasporto merci la strada è la modalità di gran lunga prevalente (74%). L'aumento nel corso del decennio ha riguardato tanto il trasporto su strada (+18%) quanto gli impianti fissi (+17%) e le vie d'acqua (+29%); il contributo del trasporto aereo rimane trascurabile.

Nel decennio considerato il traffico passeggeri urbano è aumentato del 32%, corrispondente ad un tasso medio annuo del 2,8%, più intenso nel primo quinquennio di riferimento. Il consumo di energia è aumentato del 25%. Il fatto che l'aumento sia meno che proporzionale si deve non ad un maggiore ricorso alle modalità di trasporto pubblico, il cui peso sul totale è anzi diminuito, ma ad un miglioramento nell'efficienza dei mezzi di trasporto privati. Per le stesse ragioni si registra anche un aumento contenuto delle emissioni dei principali inquinanti.

Il traffico passeggeri extraurbano è aumentato del 24%, del 18% il relativo consumo di energia. Anche in questo caso si registra un aumento del peso del trasporto privato e il freno all'aumento dei consumi si deve alla maggiore efficienza del parco veicolare.

Il traffico merci urbano è aumentato del 17%, mentre i consumi sono aumentati del 48%, con un notevole aumento del consumo unitario. Analogamente, nel traffico merci extraurbano, a fronte di un aumento del 20% delle quantità trasportate, si stima un aumento del 43% nei consumi.

Per quanto riguarda le emissioni di CO₂ 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.

Tabella 2.14 - Trasporto passeggeri e merci: traffico, consumi ed emissioni totali di CO₂, 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 ₂ (Mt)	Traffico (Mpass-km)/ (Mt-km)	Energia Finale (Mtep)	Energia Primaria (Mtep)	Emissioni di CO ₂ (Mt)	Traffico (Mpass-km)/ (Mt-km)	Energia Finale (Mtep)	Energia Primaria (Mtep)	Emissioni di CO ₂ (Mt)
Passeggeri												
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
Merchi												
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 Merchi	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 su dati di fonti diverse

Tabella 2.15 - Trasporto passeggeri e merci urbano: traffico, consumi di energia ed emissione di CO₂, 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 ₂ (Mt)	Traffico (Mpass-km)/ (Mt-km)	Consumo unitario (MJ/pass-km)	Energia Finale (Mtep)	Energia Primaria (Mtep)	Emissioni di CO ₂ (Mt)	Traffico (Mpass-km)/ (Mt-km)	Consumo unitario (MJ/pass-km)	Energia Finale (Mtep)	Energia Primaria (Mtep)	Emissioni di CO ₂ (Mt)
Passeggeri															
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
Merchi < 50 km															
Totale Merchi	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			<i>12,085</i>	<i>13,978</i>	<i>40,714</i>			<i>13,908</i>	<i>16,090</i>	<i>46,869</i>			<i>16,322</i>	<i>18,859</i>	<i>55,029</i>

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati di fonti diverse

Tabella 2.16 - Trasporto passeggeri e merci urbano: emissioni di CO, COV e NOx, 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)	NOx (kt)	CO (kt)	COV (kt)	NOx (kt)	CO (kt)	COV (kt)	NOx (kt)
<i>Passeggeri</i>									
Impianti fissi	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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 su dati di fonti diverse

Tabella 2.17 - Trasporto passeggeri e merci extraurbano: traffico, consumi di energia, emissioni totali di CO₂, per modalità. Anni 1990, 1995, 2000

Modalità di trasporto	Anno 1990				Anno 1995				Anno 2000			
	Traffico (Mpass-km) (Mt-anno)	Energia Finale (Mtep)	Energia Primaria (Mtep)	Emissioni di CO ₂ (Mt)	Traffico (Mpass-km) (Mt-anno)	Energia Finale (Mtep)	Energia Primaria (Mtep)	Emissioni di CO ₂ (Mt)	Traffico (Mpass-km) (Mt-anno)	Energia Finale (Mtep)	Energia Primaria (Mtep)	Emissioni di CO ₂ (Mt)
<i>Passeggeri</i>												
Impianti fissi												
Ferrovie	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	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	0,000	0,001	0,003	46	0,000	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	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	521.468	13,002	15,362	44,261	595.687	14,232	16,832	48,469	644.683	15,379	18,189	52,366
<i>Merci</i>												
Impianti fissi												
Ferrovie	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	56	0,000	0,001	0,003	56	0,000	0,001	0,003	68	0,001	0,001	0,003
Su strada	151.077	5,539	6,294	18,906	166.291	6,430	7,307	21,948	178.566	8,035	9,130	27,427
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	208.801	6,060	7,096	21,119	226.141	7,028	8,228	24,489	250.437	8,683	10,109	30,139
Totale		19,062	22,458	65,380		21,260	25,060	72,958		24,062	28,299	82,505

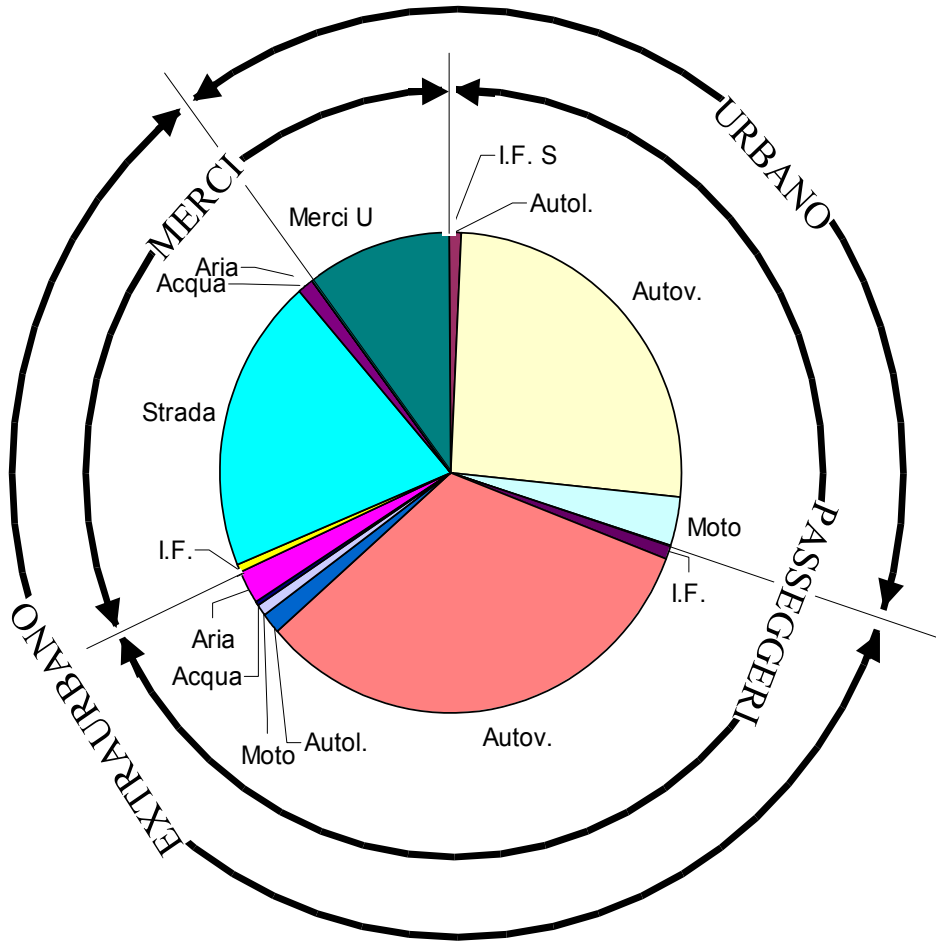
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati di fonti diverse

Tabella 2.18 - Trasporto passeggeri e merci extraurbano: emissioni di CO, COV e NOx, per modalità. Anni 1990, 1995, 2000

Modalità di trasporto	Anno 1990				Anno 1995				Anno 2000			
	Traffico (Mpass-km) (Mt-km)	Emissioni di CO (kt)	Emissioni di COV (kt)	Emissioni di NOx (kt)	Traffico (Mpass-km) (Mt-km)	Emissioni di CO (kt)	Emissioni di COV (kt)	Emissioni di NOx (kt)	Traffico (Mpass-km) (Mt-km)	Emissioni di CO (kt)	Emissioni di COV (kt)	Emissioni di NOx (kt)
Passeggeri												
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	0,0	0,3	2.792	0,1	0,0	0,3	2.933	0,1	0,0	0,2
Tramvie	53	0,0	0,0	0,0	46	0,0	0,0	0,0	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	230,0	104,8	0,9
Vie d'acqua	2.887	0,0	0,0	0,0	2.667	0,0	0,0	0,0	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
Merci												
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	0,0	0,0	0,0	56	0,0	0,0	0,0	68	0,0	0,0	0,0
Su strada	151.077	110,0	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	0,0	0,0	0,0	35.442	0,0	0,0	0,0	46.203	-	-	-
Navigazione aerea	33	0,0	0,0	0,0	29	0,0	0,0	0,0	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	580,033		1.591,754	311,662	480,379

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati di fonti diverse

Figura 2.12 - Domanda di mobilità per tipologia e modalità di trasporto. Anno 1999



2.2.3 Prezzi

Per quanto già detto, è chiaro che i prezzi rilevanti per il settore trasporti sono quelli relativi ai prodotti petroliferi (in particolare benzina e gasolio per autotrazione).

Tra gli altri prodotti rilevanti troviamo il carboturbo e il GPL che, essendo derivati del petrolio, seguono in sostanza gli andamenti dei prezzi degli altri prodotti petroliferi. Per il gas naturale vale la medesima considerazione, quantomeno a livello di materia prima. Per l'elettricità vale la pena ricordare come parte rilevante dell'elettricità utilizzata per il trasporto, ossia una quota di quella consumata dalle FS, sia soggetta a tariffe non di mercato, in quanto ad essa si applicano le speciali condizioni di fornitura previste dall'articolo 4 del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730.

Conseguentemente al calo dei prezzi del petrolio, il prezzo al consumo dei prodotti petroliferi nel 2001 si è ridimensionato rispetto all'anno precedente: sono diminuiti sia il prezzo della benzina senza piombo (-11,6% sul prezzo industriale, -2,6% sul prezzo tasse incluse) che quello del gasolio per autotrazione (-6,2% sul prezzo industriale, -2,8% sul prezzo tasse incluse). Questo non ha implicato una corrispondente diminuzione dei prezzi dei servizi di trasporto stradali, che sono anzi lievemente aumentati. Vale la pena notare che neppure gli aumenti del 2000 (+13% e +18% sui prezzi finali di benzina e gasolio rispettivamente) hanno comportato variazioni significative del prezzo dei servizi di trasporto stradali.

L'aumento dei prezzi dei servizi di trasporto aereo si giustifica presumibilmente con gli eventi dell'11 settembre 2001: infatti l'indice mensile (non riportato) mostra un prezzo sostanzialmente stabile fino a settembre e un aumento tra settembre ed ottobre.

Nel 2002 si assiste ad un ulteriore calo dei prezzi finali sia per benzina che per gasolio.

Tabella 2.19 - Indici dei prezzi al consumo di carburanti e lubrificanti. Anni 1996-2001 (Numeri indice 1995=100)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Carburanti	103,8	105,2	102,2	106,7	120,6	111,5
<i>Benzina senza piombo – prezzo ind.</i>	<i>107,7</i>	<i>113,3</i>	<i>99,5</i>	<i>110,9</i>	<i>163,5</i>	<i>144,5</i>
<i>Benzina senza piombo – prezzo finale</i>	<i>103,6</i>	<i>105,5</i>	<i>101,9</i>	<i>106,9</i>	<i>121,0</i>	<i>117,9</i>
<i>Gasolio per autotrazione – prezzo ind.</i>	<i>100,8</i>	<i>103,0</i>	<i>89,2</i>	<i>99,8</i>	<i>155,4</i>	<i>145,7</i>
<i>Gasolio per autotrazione – prezzo al cons.</i>	<i>82,5</i>	<i>83,4</i>	<i>79,7</i>	<i>84,8</i>	<i>99,9</i>	<i>97,1</i>
Lubrificanti	109,4	109,4	109,4	109,4	110,7	122,5
Carburanti e lubrificanti	104,1	105,5	102,6	107,0	120,3	112,2

Fonte: ISTAT e elaborazioni ENEA su dati MAP per il dettaglio

Tabella 2.20 - Indici dei prezzi al consumo di servizi di trasporto. Anni 1996-2001 (Numeri indice 1995=100)

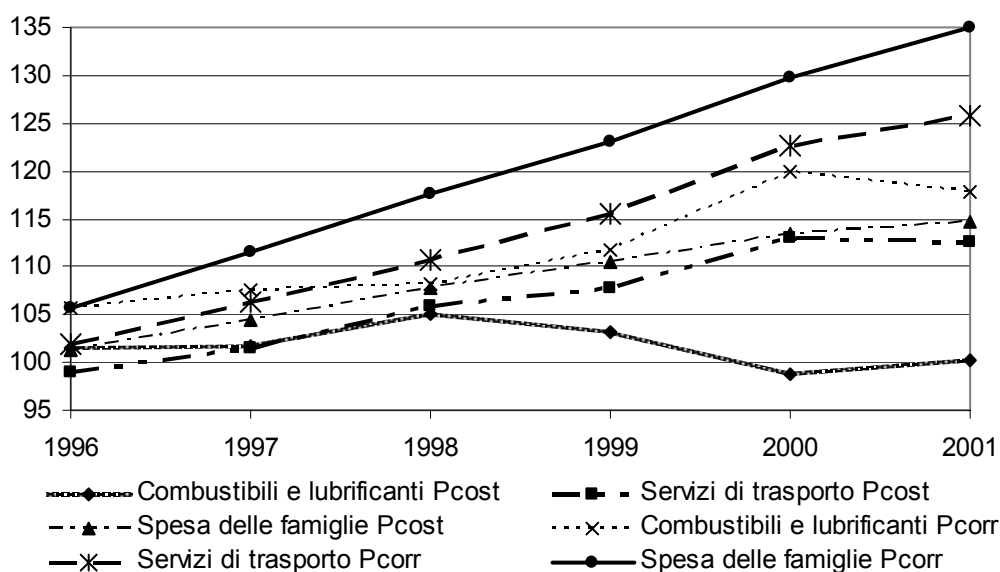
	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Trasporti ferroviari	101,0	107,8	109,1	109,3	111,7	116,6
Taxi	105,0	108,7	110,6	113,2	116,1	120,9
Trasporti stradali extraurbani	105,5	109,4	110,3	110,9	111,2	112,7
Trasporti stradali	105,2	108,9	110,5	112,2	114,0	117,4
Trasporti aerei	100,2	98,5	93,3	97,0	97,1	102,3
Trasporti navali marittimi	102,7	109,4	111,5	112,5	116,2	126,7
Trasporti navali - vie d'acqua	123,2	130,4	133,4	138,3	151,8	152,5
Trasporti navali	104,9	111,7	113,8	115,1	119,0	129,5
Servizi di trasloco	103,8	106,2	113,5	117,2	121,6	125,8
Trasporti urbani multimodali	105,4	107,9	110,9	113,7	116,4	118,8
Servizi di trasporto	103,8	107,1	108,9	111,0	112,8	117,4

Fonte: ISTAT

La spesa per il trasporto pesa sulla spesa totale delle famiglie per il 12,5% (dati 2001 a prezzi costanti); di questo il 31% è dovuto all'acquisto di mezzi di trasporto, il 35% a spese di esercizio, esclusi combustibili e lubrificanti, il 15% all'acquisto di servizi di trasporto. Solo il 18% della spesa per trasporto è imputabile direttamente ai prodotti energetici (per la precisione, combustibili e lubrificanti nella classificazione ISTAT) per complessivi 16.568 milioni di euro nel 2001 (a prezzi correnti).

L'andamento della spesa registra un calo nella spesa per combustibili e lubrificanti valutata a prezzi costanti dal 1998 al 2000, con una ripresa nel corso del 2001, mentre la spesa a prezzi correnti aumenta sino al 2000 per diminuire nel 2001, andamenti che si conciliano naturalmente con quelli dei prezzi dei prodotti in questione, di cui si è già parlato.

Figura 2.13 - Spesa delle famiglie per il trasporto (numeri indice 1995=100)



Fonte: ISTAT

2.2.4 Tecnologie

Il settore dei trasporti è responsabile per circa un terzo dei consumi di energia italiani e per circa un quarto delle emissioni di CO₂, il principale dei gas serra (120 Mt nel 1999). Di questi 120 Mt circa 110, cioè più del 90%, si debbono ai trasporti stradali. Tra i trasporti stradali la parte più consistente proviene dal traffico automobilistico (quindi passeggeri).

L'andamento nel tempo delle emissioni segue l'aumento del traffico e dei consumi di prodotti energetici. Se rapportiamo i dati sulle emissioni del settore alle emissioni totali (tabella 2.21) notiamo che il trasporto, e quello su strada in particolare, è responsabile della metà dell'aumento delle emissioni tra il 1995 e il 1999; la sua quota aumenta infatti, sul totale delle emissioni, di un punto percentuale.

Tabella 2.21 - Emissioni di CO₂ del settore trasporti, per tipologia di veicoli e per modalità di trasporto (Mg). Anni 1995 e 1999

	1999			1995		
	Emissioni	% del settore	% del totale	Emissioni	% del settore	% del totale
Automobili	68.406.738	56,89	14,68	65.113.281	58,24	14,43
Veicoli pesanti P > 3,5 t e autobus	27.313.048	22,71	5,86	27.092.845	24,23	6,01
Veicoli leggeri P < 3,5 t	9.806.761	8,16	2,10	7.934.728	7,10	1,76
Motocicli cc < 50 cm ³	2.162.378	1,80	0,46	1.903.502	1,70	0,42
Motocicli cc > 50 cm ³	1.885.324	1,57	0,40	1.528.312	1,37	0,34
Attività marittime	7.681.665	6,39	1,65	5.754.883	5,15	1,28
Vie di navigazione interne	70.523	0,06	0,02	71.155	0,06	0,02
Aeroporti (LTO)	2.466.968	2,05	0,53	1.795.961	1,61	0,40
Ferrovie	454.018	0,38	0,10	601.182	0,54	0,13
Totale trasporti	120.247.426	100,00	25,81	111.795.849	100,00	24,78
Totale Italia	465.902.664		100,00	451.113.846		100,00

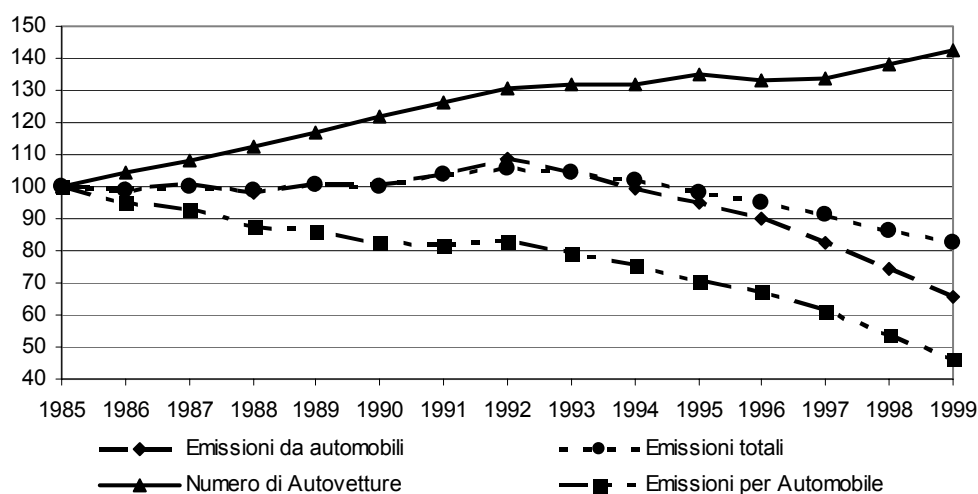
Fonte: ANPA (Sinanet)

Se i dati sulle emissioni di CO₂ mostrano un aumento della pressione sull'ambiente dovuta ai trasporti, un effetto del tutto opposto si riscontra relativamente ad altri inquinanti.

Infatti, i limiti alle emissioni di agenti inquinanti dai singoli veicoli, fissati dalle normative, imposti per legge, hanno portato, nonostante la crescita del parco auto e l'aumentata domanda di mobilità, ad una riduzione delle emissioni sia per il monossido di carbonio (CO) che per i composti organici volatili non metanici (COVNM) e gli ossidi di azoto (NOx).

La figura 2.14 mostra come il parco auto sia andato aumentando di volume tra il 1985 e il 1999, mentre le emissioni di CO, che per oltre il 70% provengono dai trasporti, sono rimaste pressoché costanti sino al 1992, per poi diminuire nei sette anni successivi. In particolare, sono diminuite le emissioni complessive da automobili, veicoli leggeri e veicoli pesanti, mentre sono aumentate in misura consistente quelle da motocicli; le emissioni dei settori restanti sono rimaste stabili. Nel caso delle automobili e dei veicoli a quattro ruote in generale, quindi, il miglioramento tecnologico dei veicoli ha più che compensato l'aumento di unità circolanti e di chilometri percorsi, mentre ciò non è avvenuto per i motocicli, aumentati in misura ben più consistente (+47% solo tra il 1995 e il 1999).

Figura 2.14 - Emissioni di monossido di carbonio (CO) e consistenza del parco automobilistico. Anni 1985-1999 (Numeri indice 1985=100)

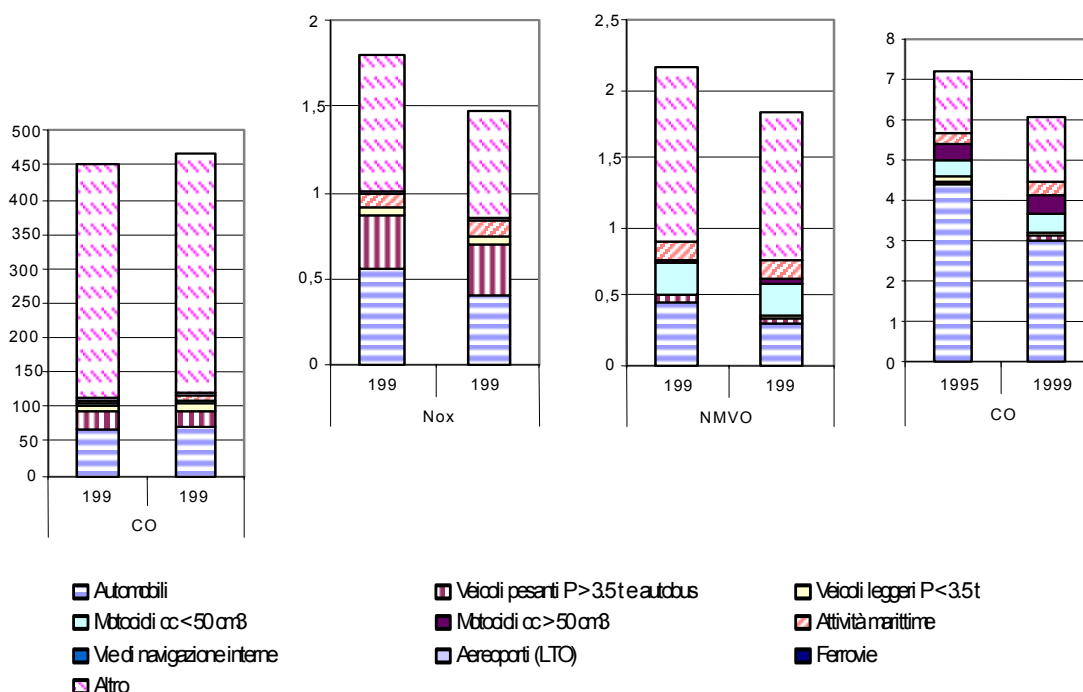


Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ANPA (Sinanet) e ACI (Annuario 2002)

Per gli ossidi di azoto (NOx) le emissioni da trasporti, che costituiscono circa il 57% del totale, si sono ridotte del 15% dal 1995 al 1999, mentre quelle complessive sono diminuite del 17%. Per quanto riguarda i composti organici volatili, ai quali il settore trasporti contribuisce per il 30%, si è assistito a una riduzione del 14% circa sia per quanto riguarda le emissioni complessive che per quelle provenienti dai trasporti.

Questi dati, provenienti dagli inventari sulle emissioni elaborati dall'APAT, confermano in sostanza i risultati delle stime riportate nel paragrafo 4.2 di questo rapporto almeno per quanto riguarda la riduzione complessiva delle emissioni di COVNM, NOx e CO e l'aumento di quelle di CO₂. È interessante notare come le stime, che consentono un'analisi disaggregata per tipo di trasporto (impossibile con gli inventari APAT), segnalino un aumento delle emissioni anche per COVNM, NOx e CO nei trasporti merci urbani, dove l'aumento di traffico non è compensato dal miglioramento dei veicoli. Tale aumento è comunque inferiore alle diminuzioni per le altre forme di trasporto.

Figura 2.15 - Emissioni di inquinanti dal settore trasporti. Anno 1999 (Mt)



Fonte: ANPA

È interessante a questo punto osservare che il miglioramento del parco autoveicoli di cui si è parlato sinora corrisponda ad una spesa relativamente elevata in R&S da parte delle imprese che fabbricano mezzi di trasporto.

Come si è già accennato, la normativa europea e quella italiana hanno introdotto delle limitazioni alle emissioni e alla rumorosità massima dei veicoli di nuova fabbricazione, che diventano più stringenti secondo scadenze prefissate: ciò di fatto obbliga le imprese ad investire per produrre veicoli nuovi in grado di soddisfare i requisiti richiesti dalla normativa.

Bisogna peraltro tenere presente che la R&S nel settore della fabbricazione di mezzi di trasporto ha almeno due obiettivi: la sicurezza e la riduzione dell'impatto ambientale. Quest'ultima può essere perseguita sia aumentando l'efficienza, ossia riducendo i consumi unitari, sia migliorando i sistemi di trattamento dei gas di scarico. I dati disponibili non consentono di attribuire la spesa per R&S disaggregata secondo i due obiettivi.

Se si assume che la spinta all'innovazione possa essere misurata dalla spesa per R&S in rapporto al valore aggiunto del settore, si rileva che la quota di valore aggiunto delle imprese che fabbricano mezzi di trasporto investito in R&ST è inferiore solo a quella dei settori delle macchine per ufficio e degli apparecchi radiotelevisivi. Questo dato conferma la forte spinta all'innovazione nei mezzi di trasporto.

Tabella 2.22 - Spesa per Ricerca & Sviluppo Tecnologico nel settore della produzione di mezzi di trasporto. Anni 1996-2000 (M€ correnti)

		1996	1997	1998	1999(a)	2000(a)
Fabbricazione autoveicoli, rimorchi e semirimorchi	Spesa R&S	1.489.084	1.442.559	1.394.569	1.694.303	1.842.823
	Variazione su anno precedente		-3,1	-3,3	21,5	8,8
	Percentuale del V.A.	10,8	8,7	9,1	10,9	11,1
Fabbricazione altri mezzi di trasporto	Spesa R&S	1.206.280	1.023.557	1.133.431	1.337.679	1.442.151
	Variazione su anno precedente		-15,1	10,7	18,0	7,8
	Percentuale del V.A.	14,5	11,7	9,9	11,5	11,8

(a) – previsioni dell'ISTAT

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ISTAT

2.3 IL SETTORE RESIDENZIALE E TERZIARIO

2.3.1 Introduzione

I dati provvisori relativi all'anno 2001 confermano una crescita dei consumi per il settore. Dal residenziale e terziario deriva, infatti, una quota del 30% degli impieghi finali di energia (29,6% nel 2000). In termini assoluti, tra il 2000 e il 2001 i consumi sono passati da 39,7 a 40,9 Mtep. Mentre la quota percentuale è attestata da tempo intorno al 30%, quando si analizzano i valori assoluti si rileva una crescita più marcata. Nel periodo 1990-2001 i consumi energetici del settore sono aumentati del 18,2%.

Se si tenesse poi conto del consumo effettivo di legna da ardere nelle abitazioni, bisognerebbe aggiungere circa altri 3,7 Mtep ai dati riportati, per ottenere il consumo energetico complessivo del settore⁵.

Tabella 2.23 - Consumi di energia nel settore civile per fonte. Anni 1990-2001 (ktep)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001***
Energia elettrica	7.976	9.170	9.408	9.652	9.920	10.298	10.589	10.900
Gas	15.750	18.807	19.792	19.149	20.628	21.555	20.697	21.400
Prodotti petroliferi	10.107	7.293	7.179	6.752	6.901	7.568	6.832	7.400
GPL	1.733	1.852	1.846	1.716	1.705	2.325	2.203	—
Gasolio	7.703	5.225	5.147	4.828	4.887	4.885	4.306	—
Olio combustibile	671	216	186	209	309	358	323	—
Carbone	103	124	119	133	69	67	65	100
Totale fossili	25.960	26.224	27.090	26.034	27.598	29.190	27.594	28.900
Legna (*)	658	932	899	1.027	1.052	1.203	1.154	1.100
Totale usi finali (**)	34.593	36.325	37.397	36.712	38.570	40.691	39.337	40.900

(*) In aggiunta, si stima un consumo di legna non commerciale di circa 3,7 Mtep.

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

(***) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

Nel 2001 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 la quota rimanente.

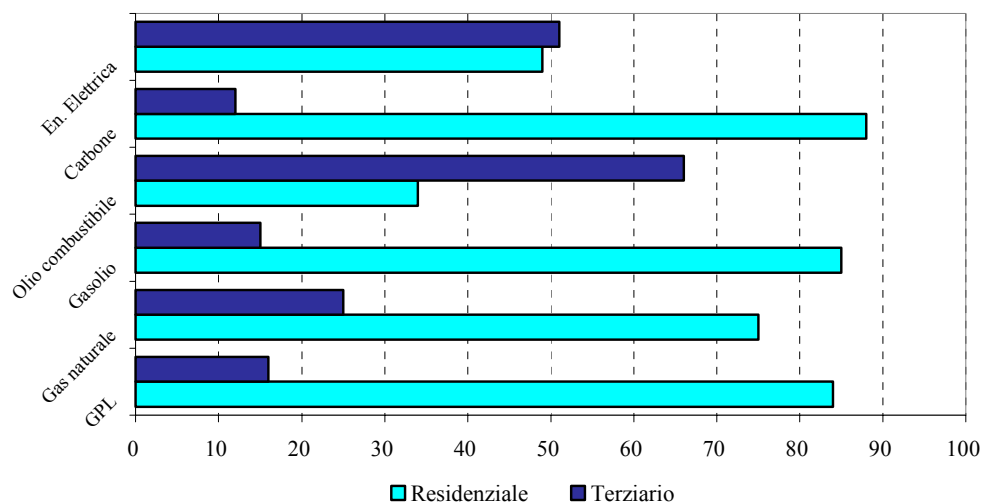
Una stima della ripartizione dei consumi tra residenziale e terziario mostra come il residenziale assorba sempre una quota predominante dei consumi. Nel 1990 la ripartizione dei consumi energetici assegnava il 73% al residenziale e il 27% al terziario; nel 2000 il residenziale assorbe il 70% della domanda e il terziario il 30%.

Nel corso degli anni si è giunti ad una ripartizione quasi equa dei consumi di energia elettrica tra residenziale e terziario. Per quanto riguarda le altre fonti, ad eccezione dell'olio combustibile, la percentuale dei consumi assorbiti dal residenziale è molto più elevata di quella del terziario.

Nel 2000 il settore residenziale assorbe l'84% dei consumi di GPL del civile, il 75% di quelli di gas naturale, l'85% di quelli di gasolio, il 34% di quelli di olio combustibile, l'88% di quelli di carbone e il 50% di quelli di energia elettrica (figura 2.16).

⁵ 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.

Figura 2.16 - Ripartizione dei consumi energetici tra residenziale e terziario per fonte. Anno 2000 (%)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

2.3.2 Il settore residenziale

2.3.2.1 Quantità

Nel 2000 i consumi energetici del settore residenziale rappresentano il 70% del totale della domanda energetica del comparto civile e il 22% dei consumi energetici finali complessivi. Nello stesso anno l'utenza domestica ha richiesto circa 27,5 Mtep di energia per usi finali, il 3,4% in meno rispetto al 1999; se si considera il periodo 1990-2000 l'andamento dei consumi energetici del settore è risultato comunque in aumento del 9,1%.

Dall'analisi della composizione della domanda di energia nel settore residenziale per fonti singole emerge che nel 2000 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.

Questa distribuzione è il risultato di un'evoluzione che ha visto progressivamente ridursi il peso dei prodotti petroliferi a favore del gas: dal 1990 al 2000 i consumi di gas naturale sono aumentati del 34% a fronte di una diminuzione dei consumi di prodotti petroliferi del 33%.

Tabella 2.24 - Consumi di energia nel settore residenziale per fonte. Anni 1990-2000 (ktep)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Energia elettrica	4.535	4.922	4.988	5.030	5.098	5.222	5.256
Gas	11.478	13.974	14.700	14.354	15.504	15.935	15.432
Prodotti petroliferi	8.490	5.770	5.804	5.415	5.534	6.085	5.644
GPL	1.535	1.521	1.577	1.461	1.446	1.928	1.854
Gasolio	6.547	4.203	4.190	3.908	4.005	4.042	3.681
Olio combustibile	408	46	37	46	83	115	109
Carbone	83	107	103	118	59	58	57
Totale fossili	20.051	19.851	20.607	19.887	21.096	22.078	21.133
Legna	652	925	892	1.019	1.044	1.194	1.146
Totale usi finali (*)	25.238	25.698	26.487	25.936	27.238	28.494	27.534

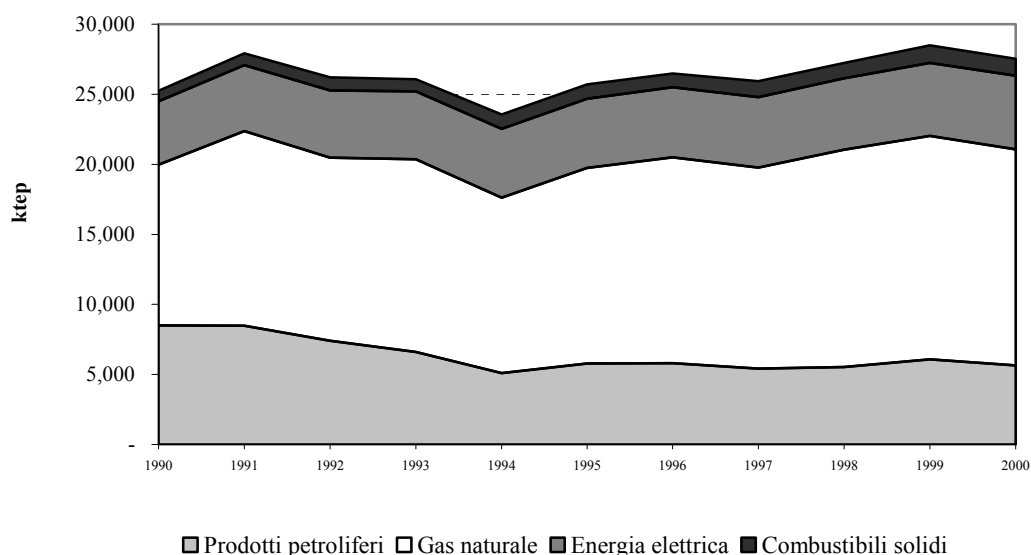
(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

Nel medesimo periodo i consumi di carbone sono rimasti sostanzialmente costanti a fronte di un aumento di quelli di legna del 76%; i consumi di energia elettrica aumentano dal 1990 al 2000 del 15%, anche se la loro incidenza sul totale dei consumi del settore rimane pressoché costante intorno al 19%.

Il grafico seguente mostra l'andamento dei consumi energetici nel settore residenziale per fonte impiegata dal 1990 al 2000.

Figura 2.17 - Consumi di energia nel settore residenziale per fonte.
Anni 1990-2000 (ktep)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

In termini di funzione d'uso la domanda energetica del settore, nel 2000, è prodotta per il 67% dal riscaldamento, per il 15% da usi elettrici obbligati, per il 12,2% dalla produzione di acqua calda e per il rimanente 6% dagli usi cucina. Tale composizione è rimasta pressoché costante in tutto il periodo 1990-2000.

Quello per il riscaldamento è tuttora il maggior consumo energetico del residenziale. Il numero degli impianti autonomi supera i 12 milioni, anche se una maggiore efficienza energetica globale sarebbe garantita da una produzione di calore centralizzata, con la contabilizzazione all'utenza.

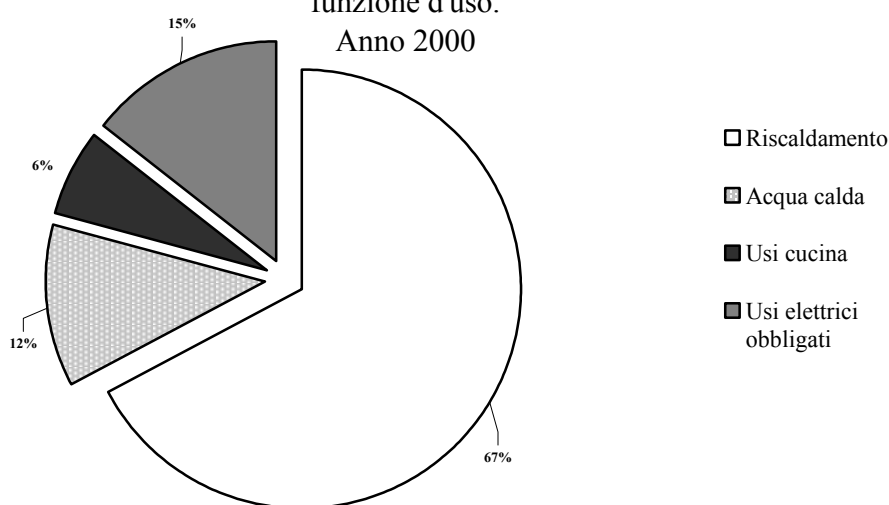
L'elevata incidenza dei consumi per riscaldamento rispetto ai consumi totali del residenziale è da attribuire prevalentemente alle caratteristiche strutturali degli edifici: i due terzi delle nostre abitazioni sono di costruzione anteriore alla legge 373/1977 (legge recante indicazioni e obblighi per la costruzione di edifici efficienti dal punto di vista energetico) e una percentuale analoga non subisce interventi di manutenzione straordinaria da almeno vent'anni. Un contributo al contenimento dei consumi per riscaldamento è dato dalla mitezza del clima: le abitazioni italiane, infatti, nonostante la scarsa qualità degli involucri, si caratterizzano fra quelle dei paesi sviluppati, ad eccezione del Giappone, per il minor consumo energetico per riscaldamento per m². I medesimi consumi, depurati dalla componente climatica, portano l'Italia ai valori più alti nella graduatoria dei consumi specifici.

Tabella 2.25 - Consumi finali di fonti energetiche nel settore residenziale, per categoria di uso. Anno 2000 (ktep)

	Riscaldamento	Acqua calda	Usi cucina	Usi elettrici	Totale
Energia elettrica	138	956	149	4.013	5.256
Gas naturale	12.380	2.019	1.033	-	15.432
Prodotti petroliferi	4.771	351	521	-	5.644
Combustibili solidi	1.196	5	1	-	1.203
Totale	18.486	3.331	1.705	4.013	27.534

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

Figura 2.18 - Consumi energetici nel settore residenziale per funzione d'uso. Anno 2000



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

In termini di fonti energetiche impiegate, la domanda energetica per riscaldamento nel 2000 è soddisfatta prevalentemente dall'impiego di gas naturale (67% del totale dei consumi per riscaldamento). I prodotti petroliferi contribuiscono a soddisfare il 26% della domanda, l'energia elettrica e i combustibili solidi il rimanente 7%.

Tabella 2.26 - Consumi di energia nel settore residenziale per riscaldamento. Anni 1990-2000 (ktep)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Energia elettrica	138	138	140	141	140	139	138
Gas	9.055	11.092	11.680	11.471	12.370	12.720	12.380
Prodotti petroliferi	7.347	4.902	4.935	4.620	4.743	5.098	4.771
<i>GPL</i>	899	927	969	906	903	1.200	1.192
<i>Gasolio</i>	6.071	3.935	3.933	3.672	3.764	3.795	3.480
<i>Olio combustibile</i>	377	40	33	42	76	103	100
Carbone	71	93	89	103	51	50	50
<i>Totale fossili</i>	16.473	16.086	16.704	16.193	17.164	17.868	17.202
Legna	652	925	892	1.019	1.044	1.194	1.146
Totale consumi (*)	17.263	17.150	17.736	17.354	18.347	19.201	18.486

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Significativo è il *trend* evolutivo dei consumi di gas naturale per riscaldamento: nel 1990 i consumi di tale fonte rappresentano il 52,5% del totale e nel 2000 il 67%. Tale incremento è legato all'aumento del numero delle abitazioni con impianto autonomo e alla sostituzione dell'impiego dei prodotti petroliferi con gas naturale, che ha caratterizzato tale tipologia di impianto nel periodo in esame. I consumi di legna e di energia elettrica per riscaldamento sono imputabili quasi interamente all'impiego di apparecchi singoli: camino tradizionale (60%), camino innovativo (12%), stufa tradizionale (22%), stufa innovativa (6%), per il legno; stufe elettriche e pompe di calore per l'elettrico. L'olio combustibile è utilizzato quasi esclusivamente negli impianti centralizzati. I consumi di GPL sono imputabili per il 74% circa agli impianti autonomi, per il 22% ad impianti singoli e per il rimanente 4% ad impianti centralizzati.

BOX - Fluttuazioni climatiche e consumi a clima normalizzato

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

Un'unità di misura che consente di valutare il volume di freddo e omogeneizzare i dati sui consumi energetici è il *grado giorno*, inteso come complemento di una temperatura convenzionale di riferimento (per esempio 18 °C) rispetto alla temperatura media giornaliera. Esso è posto pari a zero se quest'ultima è maggiore della temperatura di riferimento. Dalle rilevazioni di temperatura eseguite ufficialmente dall'Aeronautica Militare e con l'utilizzo di opportuni "pesi" ottenuti sulla base della ripartizione regionale dei consumi di gas naturale si può eseguire giornalmente il computo dei gradi giorno, ovvero di un livello medio nazionale del volume di freddo. I gradi giorno così ottenuti sommati su tutti i giorni annui di funzionamento degli impianti di riscaldamento permettono di calcolare il volume di freddo che nell'anno ha influenzato i consumi energetici del comparto.

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

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

Tabella III A - Consumi energetici per riscaldamento a clima normalizzato (ktep)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Cons. per riscaldamento	19.028	16.963	16.953	17.853	17.617	18.901	20.073
Cons. impianti autonomi	9.743	10.449	10.654	11.200	11.192	11.895	12.827
Cons. impianti centralizzati	6.436	4.177	4.045	4.113	4.059	4.317	4.427
Cons. impianti singoli	2.848	2.338	2.255	2.540	2.366	2.689	2.819

La domanda di energia per la produzione di acqua calda nel 2000 è soddisfatta quasi interamente dal gas naturale e dall'energia elettrica, che coprono rispettivamente il 61% e il 29% del totale della domanda. Il 6% 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 2.27 - Consumi di energia nel settore residenziale per produzione di acqua calda (ktep). Anni 1990-2000

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Energia elettrica	883	967	976	979	975	959	956
Gas	1.422	1.826	1.945	1.834	2.048	2.054	2.019
Prodotti petroliferi	603	378	372	346	355	407	351
GPL	96	104	111	106	107	148	140
Gasolio	476	268	257	236	241	247	201
Olio combustibile	31	6	4	4	7	12	10
Carbone	8	10	10	12	6	6	5
Totale fossili	2.034	2.214	2.327	2.192	2.409	2.466	2.375
Totale consumi (*)	2.916	3.181	3.303	3.171	3.385	3.425	3.331

(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

Dal 1990 al 2000 i consumi di energia per la produzione di acqua calda sono aumentati di 414 ktep (14%). Il gas naturale e l'energia elettrica sono aumentati, rispettivamente, del 42% e dell'8%; 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, e un modesto incremento 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 2000 in precedenza indicate.

Nel 2000 il fabbisogno energetico per usi cucina è soddisfatto per il 61% dal gas naturale e per il 31% dal GPL, unico derivato petrolifero impiegato per tale uso a partire dalla fine degli anni Settanta. Poco diffuse sono le elettrotecnologie, che rappresentano appena il 9% della domanda.

Tabella 2.28 - Consumi di energia nel settore residenziale per usi cucina. Anni 1990 – 2000 (ktep)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Energia elettrica	124	136	139	141	144	149	149
Gas	1.001	1.056	1.075	1.049	1.085	1.162	1.033
Prodotti petroliferi	540	490	497	449	436	407	521
GPL	540	490	497	449	436	580	521
Carbone	4	4	3	4	2	2	1
Totale fossili	1.545	1.550	1.576	1.502	1.523	1.745	1.556
Totale consumi (*)	1.669	1.686	1.714	1.643	1.667	1.894	1.705

(*)Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

Dal 1990 al 2000 si rileva un incremento della domanda di energia per usi cucina del 2%.

I consumi per usi elettrici obbligati rappresentano, nel 2000, il 76% del totale della domanda di energia elettrica delle famiglie, percentuale questa relativamente stabile negli anni. Nel periodo 1990-2000 tali consumi aumentano del 18%, come conseguenza di un maggiore benessere economico complessivo che favorisce la diffusione di beni durevoli all'interno delle abitazioni. Significativo è infatti il dato secondo cui, nella quasi totalità delle abitazioni italiane, a fronte di un limite di potenza elettrica di 3 kW, sono presenti apparecchi elettrici per un totale medio superiore a 13 kW.

Tabella 2.29 - Consumi per usi elettrici obbligati. Anni 1990 - 2000

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Consumi (ktep)	3.391	3.681	3.733	3.767	3.838	3.975	4.013
Variazioni rispetto all'anno precedente (%)		-3,0	1,4	0,9	1,9	3,6	1,0
Usi elettrici obbligati su totale consumi (%)	13,4	14,3	14,1	14,5	14,1	13,9	14,6
Usi elettrici obbligati su consumi elettrici famiglie (%)	74,8	74,8	74,8	74,9	75,3	76,1	76,3

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

Per quanto riguarda la diffusione di beni durevoli presso le famiglie italiane, i dati ISTAT mostrano come nel 2000 il 96% delle famiglie italiane possiede una lavatrice, il 95,7% un televisore a colori, il 78,1% un'automobile e il 64,6% un videoregistratore, percentuali che rimangono sostanzialmente stabili rispetto al 1999.

Dall'analisi dei dati relativi al quadriennio 1997-2000, emerge altresì come si stiano diffondendo beni durevoli quali *personal computer* e impianti *HiFi*, che sicuramente contribuiscono ad incrementare i consumi di energia elettrica del residenziale, in particolare quelli per usi elettrici obbligati. Nel 2000 il 52,2% delle famiglie possiede un impianto *Hifi*, il 25,6% un personal computer e il 18,6% un computer per videogiochi. Non va trascurato il dato in base al quale il 42,3% delle famiglie possiede più di un televisore.

Tabella 2.30 - Famiglie che dichiarano di possedere beni durevoli. Anni 1997-2000 (per 100 famiglie)

	Lavastoviglie	Lavatrice	Hifi	Video-registratore	Televisore a colori	Più di un televisore	Automobile	Computer, videogiochi, ecc.	Personal computer
1997	28,7	96,1	47,5	60,7	95,4	43,2	77,9	12,6	16,7
1998	28,6	96,3	47,7	62,0	96,1	41,6	76,8	13,7	18,8
1999	28,9	96,1	50,1	63,7	96,4	41,7	78,0	16,7	20,9
2000	30,9	96,0	52,2	64,6	95,7	42,3	78,1	18,6	25,6

	Videocamera	Modem	Abbonamento a Internet	Fax	Telefono cellulare	Segreteria telefonica
1997	18,1	3,9	2,3	3,8	27,3	12,4
1998	17,1	5,3	3,5	4,5	43,0	13,8
1999	18,2	9,4	7,6	6,0	55,9	14,5
2000	19,1	16,6	15,4	6,7	64,8	15,0

Nel biennio 1999-2000 è più che raddoppiata la percentuale di famiglie con un abbonamento ad Internet (si è passati dal 7,6 % al 15,4% delle famiglie), è aumentata notevolmente la percentuale di famiglie in possesso di un *modem* (da 9,4% a 16,6%) e, sia pure in misura minore, è aumentata la percentuale di famiglie con telefono cellulare (da 55,9% a 64,8%). Più contenuta è invece la diffusione di fax (6,7% nel 2000) e segreteria telefonica (15,0% nel 2000), la cui crescita continua abbastanza lentamente.

Dati più recenti sono forniti da uno studio dell'Autorità per le Comunicazioni da cui risulta in aumento il grado di tecnologia multimediale nelle famiglie. In particolare, nel 2001 il 79% delle famiglie possiede un cellulare, il 41% un Personal computer, il 25% è collegato ad Internet e il 16% ha la tv satellitare. Costante anche la crescita delle stampanti, presenti nel 34% delle famiglie italiane, dove sta iniziando a fare la sua comparsa anche il secondo computer (4%).

2.3.2.2 Prezzi

Il prezzo del gas naturale, stabile sino al 1999, ha fatto registrare, nel 2000, un aumento di poco superiore a quello medio europeo. Nel 2001 si è registrato un incremento del 5,7%, inferiore all'aumento medio rilevato nell'Unione europea (10,9%).

In Italia il prezzo medio del gas naturale per le utenze domestiche (42 cent. di €/m³) è, al netto delle imposte, in linea con il prezzo medio europeo (44 cent. di €/m³). Il prezzo medio lordo (61,7 cent. di €/m³) è superiore alla media europea (50,5 cent. di €/m³)⁶.

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.

Relativamente alla differenziazione per tipologia di consumo va evidenziato quanto segue: alla fine del 2000, con la delibera n. 237/00, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha stabilito che

⁶ Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta. Anno 2002*. Tav. 1.6.

dal 1° luglio 2001 le tariffe in vigore, differenziate secondo le categorie d'uso, siano sostituite da tariffe articolate per livelli di consumo. Il nuovo schema tariffario non è stato ancora applicato in quanto alcune società di distribuzione sono ricorse in giudizio e, in attesa della conclusione dei procedimenti, mantengono invariato il sistema tariffario vigente al 30 giugno 2001. L'imposizione fiscale, inoltre, ha mantenuto la struttura precedente che prevedeva una differenziazione delle aliquote secondo la categoria d'uso. Ne consegue che la differenziazione dei prezzi a seconda della tipologia di consumo è un criterio tuttora presente.

Nella tabella 2.32 vengono comparati i prezzi del gas naturale per riscaldamento domestico (già tariffa T2) in alcuni capoluoghi di regione per l'anno 2001. Il prezzo medio a livello nazionale si è attestato a 0,37 €/m³ senza le imposte e a 0,62 €/m³, considerando le imposte. Considerando i valori al netto delle imposte, il prezzo minimo si è registrato a l'Aquila (0,31 €/m³), mentre il prezzo massimo si è registrato a Palermo (0,49 €/m³). Considerando i valori al lordo delle imposte, la città con il prezzo minore è ancora l'Aquila (0,53 €/m³), mentre quella con il prezzo più elevato risulta Napoli (0,73 €/m³).

In generale, l'aggiunta delle imposte alla tariffa è in grado di mutare notevolmente la posizione relativa delle città, misurata secondo il costo del servizio del gas: nei capoluoghi di Regione a statuto speciale (dove l'addizionale regionale è nulla) e in alcuni capoluoghi localizzati in zone dell'ex Cassa del Mezzogiorno (in cui si applica un'imposta di consumo ad aliquota ridotta), il costo del servizio valutato al lordo dell'imposizione fiscale diviene relativamente più conveniente rispetto al costo valutato al netto delle imposte.

Tabella 2.31 - Prezzi medi dell'energia per utenti domestici. Anni 1996–2002

			1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002**
Prezzi correnti	Gasolio riscaldamento	€/1000 litri	720	732	701	741	864	820	829
Prezzi reali (*)	Gasolio riscaldamento	€/1000 litri	693	694	653	680	774	718	710

(*) Ottenuti dividendo i prezzi correnti per l'indice dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati (base 1995).
(**) Dati provvisori
Fonte: MAP, ISTAT

Tabella 2.32 - Prezzi del gas naturale in alcuni capoluoghi di regione. Anno 2001

	Al netto delle imposte			Al lordo delle imposte		
	Lire/m ³	Cent. di €/m ³	ordine	Lire/m ³	Cent. di €/m ³	ordine
L'Aquila	605	31,3	1	1017	52,5	1
Bologna	645	33,3	2	1192	61,6	7
Trento	649	33,5	3	1124	58,1	4
Potenza	653	33,7	4	1075	55,5	3
Campobasso	668	34,5	5	1048	54,1	2
Firenze	672	34,7	6	1212	62,6	9
Perugia	679	35,1	7	1172	60,5	6
Torino	684	35,3	8	1227	63,3	11
Milano	684	35,3	8	1227	63,3	11
Ancona	685	35,4	10	1204	62,2	8
Venezia	685	35,4	10	1226	63,3	11
Aosta	729	37,7	12	1221	63,1	10
Bari	732	37,8	13	1169	60,4	5
Trieste	734	37,9	14	1226	63,3	11
Roma	796	41,1	15	1372	70,9	16
Napoli	936	48,3	16	1415	73,1	17
Palermo	946	48,8	17	1369	70,7	15
Media nazionale	716	37,0	-	1201	62,0	-

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

Il prezzo dell'elettricità in termini reali⁷ è diminuito tra il 1995 e il 1999, per poi risalire nel 2000 e nel 2001 (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.

Nella tabella 2.33 sono indicati i prezzi dell'elettricità per utenze domestiche, per 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'AEEG; ulteriori opzioni potranno essere proposte dagli esercenti solo in alternativa a questa.

Tabella 2.33 - Prezzi dell'energia elettrica degli utenti domestici per fasce di consumo (cent. di €/kWh)

		1997	1998	1999	2000	2001
600 kWh	Prezzo	6.1	6.2	6.4	8.4	9.1
	variaz. (%)		0.8	4.4	30.2	8.5
1200 kWh	Prezzo	6.9	6.9	7.2	8.8	9.5
	variaz. (%)		0.6	4.0	21.4	8.5
3500 kWh	Prezzo	21.9	22.4	21.2	21.0	19.6
	variaz. (%)		2.4	-5.6	-1.1	-6.5
7500 kWh	Prezzo	-	20.8	19.6	19.4	19.1
	variaz. (%)			-6.1	-0.8	-1.7

Fonte: Autorità per l'energia elettrica ed il gas

2.3.3 Il settore terziario

2.3.3.1 Quantità

Il settore terziario comprende le attività di erogazione di servizi, quelli non vendibili, offerti 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 2000, pari a 11,8 Mtep, che corrispondono al 30% della richiesta complessiva del settore civile e all'8,8% del totale impieghi finali (6,4% della disponibilità lorda di energia).

Nel 2000 si è registrata una diminuzione della domanda di energia del terziario del 3,2% rispetto all'anno precedente, in linea con la riduzione che si è avuta nel settore civile (3,3%) e a fronte di un incremento del valore aggiunto settoriale del 3,5%. L'intensità energetica del settore è dunque diminuita, passando da 19,6 tep/milioni di eurolire95 a 18,3 tep/milioni di eurolire95, con un decremento del 5,0% (figura 2.18).

Lo sviluppo del terziario nel corso del 2000 è risultato superiore a quello dell'economia nel suo complesso (+2,7%), a cui si contrappone una riduzione della domanda di energia del terziario a fronte di una sostanziale stabilità per l'intera economia. La riduzione di intensità energetica nel terziario si è associata ad una riduzione dell'intensità energetica relativa all'intera economia (pari a 2,6%).

⁷ 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.

Tabella 2.34 - Consumi di fonti energetiche nel settore terziario (ktep). Anni 1995-2000

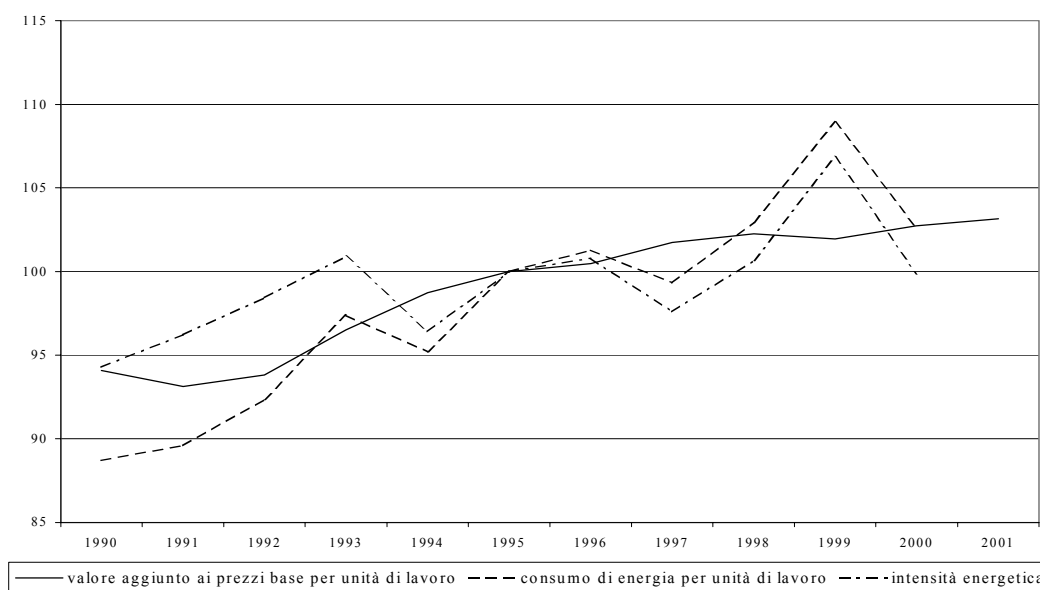
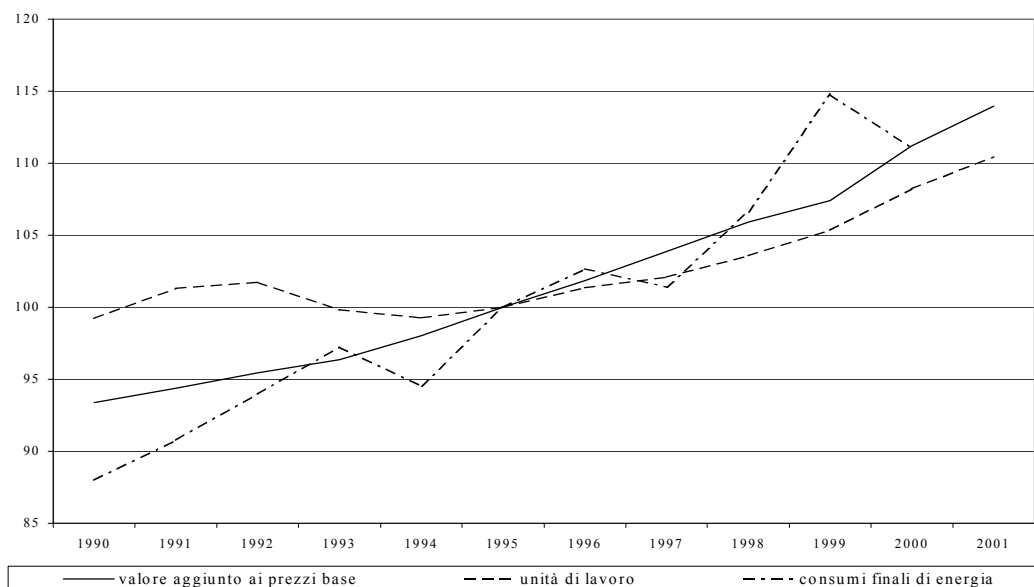
	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Energia elettrica	4.248	4.420	4.622	4.822	5.076	5.333
Prodotti petroliferi	1.522	1.375	1.337	1.367	1.483	1.188
GPL	331	269	255	259	397	349
Gasolio	1.022	957	919	882	843	625
Olio combustibile	169	149	163	226	243	214
Gas	4.833	5.092	4.795	5.124	5.620	5.265
Carbone	17	17	15	7	9	8
Totale fossili	6.372	6.484	6.147	6.498	7.112	6.461
Totale usi finali*	10.620	10.904	10.769	11.320	12.188	11.794

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP

* energia elettrica a 860 kcal/kWh;

Nel 2000, la struttura dei consumi finali di fonti energetiche nel terziario presenta un nuovo elemento caratterizzante rispetto agli anni precedenti (tabella 2.34): l'energia elettrica è diventata la fonte energetica di maggiore utilizzo, coprendo il 45,2% della richiesta di energia, mentre il gas naturale è sceso al secondo posto con il 44,6%. Nel 2000 è continuata la diminuzione del consumo di prodotti petroliferi, che rappresentano il 10,1% dei consumi finali del settore, tra i quali il consumo maggiore è quello del gasolio (5,3%).

Figura 2.18 - Alcuni indicatori del settore terziario (Numeri indice 1995=100)



Il consumo di energia elettrica nel 2000 ha subito un aumento del 5,0% rispetto all'anno precedente. Di tale aumento hanno usufruito tutti i settori di attività del terziario; in particolare gli incrementi maggiori sono stati nei settori Comunicazioni (+9,3%), Commercio (+6,0%) e Alberghi, ristoranti e bar (+5,0%); la distribuzione dei consumi è rimasta comunque praticamente invariata (tabella 2.35). A livello regionale l'incremento maggiore si è avuto per le regioni dell'Italia centrale (+5,3%), mentre quello minore per l'Italia meridionale (+2,8%).

Tabella 2.35 - Consumi di energia elettrica per settori di attività (GWh)

	1998	1999	2000
Commercio	13.797	14.749	15.632
Alberghi, ristoranti e bar	8.133	8.516	8.944
Comunicazioni	2.340	2.410	2.411
Credito e assicurazioni	2.751	2.849	3.115
Altri servizi vendibili	10.067	10.719	11.259
Totale servizi vendibili	37.088	39.243	41.361
Pubblica Amministrazione	3.234	3.364	3.453
Illuminazione pubblica	5.184	5.374	5.471
Altri servizi non vendibili	5.566	5.918	6.310
Totale servizi non vendibili	13.984	14.656	15.234
Totale	51.072	53.898	56.595

Fonte: GRTN

L'aumento del peso relativo dell'energia elettrica sulla domanda complessiva del terziario si riflette anche sugli indicatori di efficienza del settore. Infatti, come si nota dalla tabella 2.36, l'intensità elettrica nel 2000 ha mostrato un andamento positivo, anche se l'aumento è stato minimo (+1,5%), a fronte di una riduzione dell'intensità energetica (-6,5%).

Tabella 2.36 - Efficienza del settore terziario

	1995	1998	1999	2000
Unità di lavoro (migliaia)	12.830	13.288	13.517	13.887
Valore aggiunto ai prezzi base (milioni eurolire95)	579.455	613.724	622.429	644.391
Consumo energetico per unità di lavoro (ktep)	0,828	0,853	0,902	0,850
Consumo elettrico per unità di lavoro (GWh)	3,9	4,2	4,4	4,5
Intensità energetica (tep/milioni eurolire95)	18,3	18,5	19,6	18,3
Intensità elettrica (MWh/milioni eurolire95)	44,0	47,2	49,0	49,7

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ENEA, GRTN SpA., ISTAT

La distribuzione del consumo totale di energia tra i settori di attività economica del terziario è mancante di alcune informazioni, pertanto non è disponibile. È comunque possibile elaborare la distribuzione percentuale dei consumi fra i diversi settori tenendo conto di alcune informazioni indirette e dell'evidenza che le fonti energetiche principali, energia elettrica e gas naturale, hanno mantenuto, tra il 1999 e il 2000, un peso relativo fundamentalmente invariato. Tale distribuzione percentuale è riportata in tabella 2.37.

Tabella 2.37 - Distribuzione percentuale dei consumi di energia nel 2000 tra i settori di attività

	%
Commercio	17,1
Alberghi, ristoranti e bar	24,6
Trasporti, magazzinaggio e comunicazioni	16,0
Intermediazione monetaria e finanziaria	4,2
Attività immobiliari, informatica, ricerca ed altre attività professionali e imprenditoriali	3,4
Pubblica Amministrazione e difesa	6,8
Istruzione	3,9
Sanità e altri servizi sociali	10,4
Altri servizi pubblici, sociali e personali	13,5

Fonte: Elaborazione ENEA

2.3.3.2 Prezzi

Dall'indagine sui consumi del settore terziario⁸ 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 2.38. Si nota come i prezzi non varino di molto nelle varie classi di attività del settore, salvo alcune eccezioni ragguardevoli: le classi 'Intermediazione monetaria e finanziaria' e 'Istruzione' pagano sensibilmente più delle altre l'olio combustibile, la Pubblica Amministrazione paga sensibilmente meno la legna.

Tabella 2.38 - Prezzi dei prodotti energetici nel terziario per classi di attività economica al netto dell'IVA. Anno 1999 (€/unità di misura)

	Energia elettrica (kWh)	Metano (m ³)	Olio b.t.z. (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 (Infrastrutture per...)	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: ENEA

Disponendo di queste informazioni è agevole calcolare la spesa totale per prodotti energetici nei diversi settori (tabella 2.39), nonché il suo peso rispetto al valore aggiunto dei settori stessi. Si nota come il peso dell'energia sia maggiore per il settore alberghiero e per quello relativo ai trasporti, il magazzinaggio e la comunicazione. La sanità è seconda per intensità energetica, ma, pagando mediamente meno le fonti, è solo terza per quanto riguarda la spesa relativa.

Tabella 2.39 - Spesa per l'energia per classi di attività economica. Anno 1999

	Senza autotrazione				Con autotrazione		
	VA (M€)	Spesa (M€)	% VA	Costo medio (€/tep)	Spesa (M€)	% 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: Elaborazione ENEA

⁸ Nel 2000, per la prima volta in ambito SISTAN (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 MICA. I risultati dell'indagine sono stati illustrati in maniera più estesa nell'edizione 2001 del Rapporto Energia e Ambiente.

2.4 L'AGRICOLTURA E LA PESCA

2.4.1 Quantità

Il settore agricoltura e pesca copre il 2,4% dei consumi finali di energia.

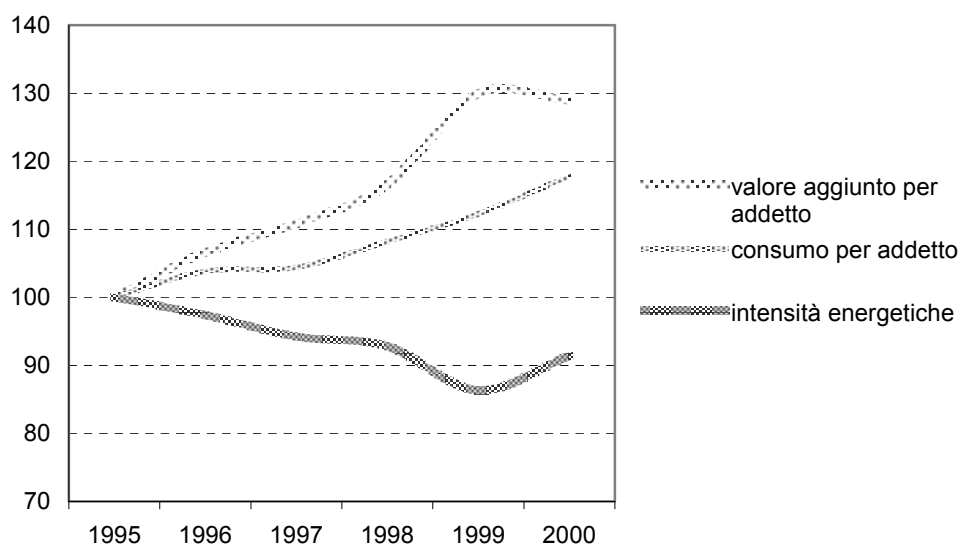
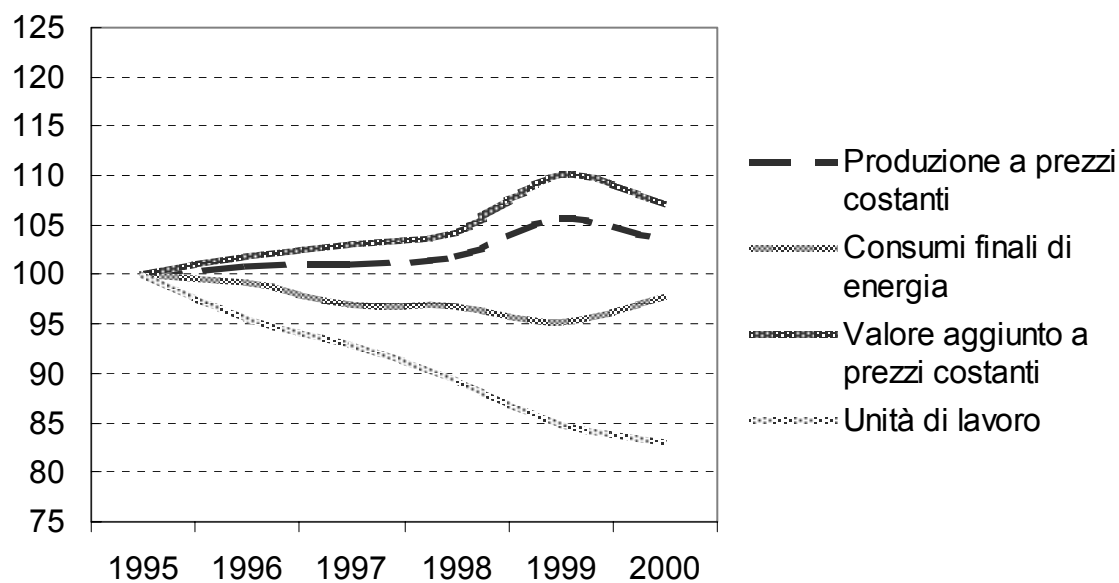
Il Bilancio energetico nazionale (BEN) del 2000 evidenzia una ripresa dei consumi energetici del settore primario che passano dai 3.137 ktep del 1999 ai 3.226 ktep del 2000 (+2,8%) (tabella 2.40). La diminuzione dei consumi del settore iniziata nel 1995 si interrompe nel 2001, con una inversione di tendenza sulla quale influisce sostanzialmente il consumo di biomasse (133,5 ktep), che non risultava nei dati degli anni precedenti e che secondo i dati del bilancio energetico copre, nel 2000, il 4% dei consumi del settore.

Tabella 2.40 - Agricoltura e pesca. Consumi finali di energia. Anni 1995-2000

Fonti Energetiche	1995		1996		1997		1998		1999		2000	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	Ktep	%	ktep	%
Gas	117	3,6	121	3,7	119	3,7	118	3,7	120	3,8	118	3,7
Prodotti petroliferi	2788	84,6	2795	85,5	2706	84,6	2685	84,2	2614	83,3	2552	79,1
Olio combustibile	29	1,1	20	0,7	29	1,1	29	1,1	13	0,5	0	0,0
Benzine	112	4,0	115	4,1	86	3,2	70	2,6	65	2,5	55	2,1
Gasolio	2566	92,0	2577	92,2	2520	93,1	2511	93,5	2457	94,0	2420	94,8
Gpl	79	2,8	84	3,0	69	2,6	74	2,7	79	3,0	77	3,0
Altri	1	0,0	1	0,0	1	0,0	1	0,0	0	0,0	0	0,0
Biomasse	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	134	4,1
Energia Elettrica	389	11,8	353	10,8	374	11,7	386	12,1	403	12,8	422	13,1
Totale	3294	100,0	3270	100,0	3199	100,0	3188	100,0	3137	100,0	3226	100,0

Per quanto riguarda la composizione delle fonti di energia utilizzate, la percentuale dei prodotti petroliferi sul totale rimane largamente preponderante (circa 79%) anche se, nel 2000, si registra una lieve flessione determinata dall'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi. Il calo dei consumi ha coinvolto principalmente l'olio combustibile e le benzine, in maniera minore il gasolio (che rimane il combustibile più utilizzato). Il consumo di GPL rimane sostanzialmente stabile. I consumi di energia elettrica fanno registrare una crescita (da 403 a 422 ktep, pari al 13% del totale) in linea con quella degli anni precedenti, mentre i consumi di gas naturale rimangono stabili sui livelli degli anni precedenti.

Figura 2.19 - Alcuni indicatori del settore primario (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€Lit95)	28107
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	1623
Usi finali di energia (ktep)	3294

Come appare evidente dalla figura 2.19, il valore aggiunto ha subito nel corso dell'anno una diminuzione in termini reali pari all'1,6%. Tale diminuzione, unita all'incremento dei consumi energetici, ha determinato, tra il 1999 e il 2000, un aumento dell'intensità energetica da 101 a 107 tep/milioni di euro a prezzi 1995. Il ritorno dell'intensità energetica a livelli prossimi a quelli fatti registrare nel 1998 ha interrotto il *trend* decrescente in atto dall'inizio degli anni Novanta.

Le unità di lavoro del settore sono in costante diminuzione sin dall'inizio degli anni Settanta. Tale tendenza incide sull'andamento dei consumi di energia per addetto che sono in costante aumento, evidenziando il crescente livello di meccanizzazione del settore (figura 2.19).

2.4.2 Prezzi

Nel 2001 la spesa per i consumi intermedi agricoli è stata di 14,6 miliardi di euro, con un incremento in valore del 3,1% rispetto all'anno precedente, dovuto ad un incremento dei prezzi del 4,5% e ad una flessione delle quantità dell'1,4%. 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 aumenti generalizzati, con l'unica eccezione del comparto dell'energia (-4,4%); gli incrementi più sensibili hanno riguardato i prezzi dei concimi (5,3%), dei mangimi (7,2%) e dei reimpieghi (8,5%)⁹.

2.4.3 Tecnologie

Nel biennio 2000-2001 il valore aggiunto per unità di lavoro nel settore primario è diminuito mediamente dell'1,4%¹⁰. Il calo di produttività avviene contestualmente ad una diminuzione nell'uso combinato di mezzi meccanici, fertilizzanti, pesticidi e fitofarmaci.

Negli ultimi cinque anni si è registrata una generale tendenza alla diminuzione delle quantità dei prodotti chimici utilizzati. In particolare, tra il 2000 e il 2001, gli antiparassitari sono diminuiti del 3,1%, i concimi dell'1,6% e i mangimi dell'1,4%. Sensibile è stato il calo dei consumi di energia e dei reimpieghi (-3,7%).

A questa diminuzione hanno contribuito le misure agroambientali volte a favorire un uso più consapevole di pesticidi e fitofarmaci, in seguito all'aggravarsi del problema dell'inquinamento da azoto fissato, della maggiore resistenza dei batteri agli antibiotici e di una presenza sempre maggiore 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.

⁹ INEA, *L'agricoltura italiana conta 2002*.

¹⁰ INEA, *L'agricoltura italiana conta 2002*.

2.5 GLI USI NON ENERGETICI DEI COMBUSTIBILI FOSSILI: IL SETTORE PETROLCHIMICO

2.5.1 *Quantità*

Alla fine del 2000 sono operanti in Italia cinque impianti di *steam craking*, con una capacità produttiva complessiva di circa 2.000 kt di etilene.

In tabella 2.41 sono indicati la localizzazione, l'operatore e la capacità produttiva di ciascun impianto.

In tabella 2.42 sono indicati i valori della produzione nazionale di etilene e propilene per l'anno 1990 e per il periodo dal 1995 al 2000.

I prodotti petroliferi passati in lavorazione negli impianti petrolchimici (la cosiddetta carica lorda) sono indicati in tabella 2.43.

Tabella 2.41 - Impianti di *steam craking* operanti in Italia. Anno 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 2.42 - Produzione di etilene e propilene in Italia (kt)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Etilene	1466	1807	1737	1797	1706	1648	1771
Propilene	760	1057	1020	1058	953	955	1009

Fonte: Bollettino petrolifero, MAP

Tabella 2.43 - Prodotti petroliferi passati in lavorazione (carica lorda)

	1990		1995		1996		1997		1998		1999		2000	
	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal
GPL	127	1397	383	4213	327	3597	312	3432	254	2794	341	3751	609	6699
Altri gas	191	2292	249	2988	239	2868	291	3492	229	2748	247	2964	258	3096
Virgin nafta	5149	53550	5141	53466	4866	50606	4799	49910	5004	52042	4974	51730	5549	57710
Benzina senza Pb	1025	10763	1520	15960	1325	13913	1385	14543	1271	13346	922	9681	1111	11666
Benzina con Pb	-	-	-	-	-	-	4	42	-	-	-	-	-	-
Petroli	887	9136	1081	11134	1083	11155	1158	11927	1223	12597	1291	13297	1238	12751
Gasoli	1165	11883	1843	18799	1746	17809	1834	18707	1562	15932	1581	16126	1326	13525
Olio comb. ATZ	1425	13965	1455	14259	1454	14249	1143	11201	755	7399	445	4361		
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	-	-	310	3038	387	3793	539	5282	821	8045
Coke di petrolio	554	4598	366	3038	308	2556	457	3793	-	-	-	-	-	-
Semi lavorati	116	1160	48	480	27	270	14	140	29	290	61	610	-	-
Altri	-	-	123	528,9	224	963,2	192	825,6	182	782,6	51	219	39	167
Totale	10639	108743	12209	124866	11599	117987	11899	121050	10896	111723	11379	108021	10951	103958

*Fonte: Bollettino petrolifero, MAP

Nel processo di lavorazione del settore petrolchimico si ottengono, come sottoprodotti, dei prodotti petroliferi; tali prodotti ritornano solitamente in raffineria con il nome di “ritorni al settore petrolifero”. In tabella 2.44 sono indicati i ritorni al settore petrolifero per l’anno 1990 e per gli anni dal 1995 al 2000.

Tabella 2.44 - Ritorni al settore petrolifero*

	1990		1995		1996		1997		1998		1999		2000	
	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal
GPL	383	4213	466	5126	396	4356	406	4466	333	3663	436	4796	561	6171
Altri gas	24	288	81	972	124	1488	160	1920	176	2112	130	1560	129	1548
Virgin nafta	233	2423,2	-	-	2	20,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina senza Pb	1468	15414	1774	18627	1434	15057	1503	15782	1429	15005	1812	19026	2009	21095
Benzina con pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	580	5974	888	9146	820	8446	940	9682	996	10259	939	9672	881	9075
Gasoli	237	2417,4	166	1693,2	195	1989	203	2070,6	178	1816	253	2581	169	1724
Olio comb. ATZ	201	1970	67	657	20	196	11	108	1	9,8	-	-	-	-
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	-	-	70	686	81	794	81	794	108	1059
Coke di petrolio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Semilavorati	490	4900	964	9640	1049	10490	715	7150	817	8170	557	5570	29	290
Altri	66	283,8	-	-	-	-	-	-	-	-	14	140	131	1310
Diff. di giacenza	-4	-40	4	40	-11	-110	14	140	33	330	-	-	-	-
Totale	3678	37843	4410	45901	4029	41933	4022	42004	4044	42158	4222	44139	4017	41996

*Fonte: Bollettino petrolifero, MAP

La carica petrolchimica netta è definita come differenza tra la carica lorda ed i ritorni al settore petrolifero.

Parte della carica petrolchimica netta viene trasformata in prodotti finali e parte viene usata per usi energetici del processo. I consumi e le perdite di processo sono indicati nella tabella 2.45.

Tabella 2.45 - Consumi e perdite*

	1990		1995		1996		1997		1998		1999		2000	
	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	Kt	10 ⁹ kcal
GPL	28	308	26	286	23	253	20	220	34	374	46	506	13	143
Altri gas	984	11808	1001	12012	983	11796	990	11880	979	11748	929	11148	1010	12120
Virgin nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina senza piombo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina con pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasoli	6	61	16	163	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Olio comb. ATZ	1137	11143	1443	14141	1473	14435	1169	11456	654	649	456	4469	-	-
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	-	-	274	2685	446	4371	620	6076	952	9330
Coke di petrolio	463	3843	380	3154	308	2556	437	3627	-	-	-	-	-	-
Semilavorati	139	1390	13	130	7	70	19	190	14	140	37	370	7	70
Altri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	380	17	170
Totale consumi	2757	28553	2879	29887	2794	29111	2909	30059	2127	23042	2126	23031	1999	21655
Perdite di lavorazione	214	2226	79	822	73	759,2	88	915	94	977,6	95	988	95	988
Totale prodotti petroliferi	2971	30778	2958	30708	2867	29870	2997	30974	2221	24019,6	2221	23937	1999	21544

*Fonte: Bollettino petrolifero, MAP

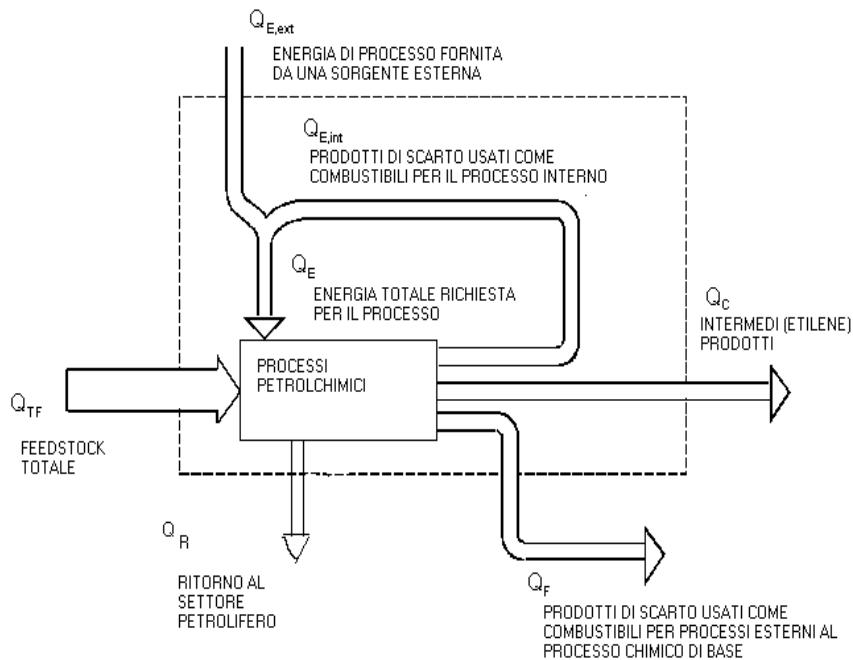
BOX - Il settore petrolchimico

Il diagramma di flusso in questo riquadro rappresenta un tipico processo del settore petrolchimico ed è utile per definire alcune quantità.

La *carica lorda* (Q_{TF}) è il totale dei prodotti petroliferi che entrano nell'impianto.

La *carica netta* ($Q_{TF}-Q_R$) è la differenza tra la carica lorda ed i *ritorni al settore petrolifero*.

I *consumi* ($Q_F+Q_{E,int}$) rappresentano la quantità di *feedstock* usata come combustibile (all'interno del processo o esternamente ad esso) per autoproduzione di energia elettrica, riscaldamento.



2.5.2 Prezzi

Nell'esaminare i prezzi di combustibili relativamente al settore petrolchimico, va tenuto presente che gli usi non energetici, ovvero quelli prevalenti in questo particolare settore, sono esenti da tasse. Nella tabella 2.46 sono indicati i prezzi di alcuni combustibili per l'anno 1990 e per gli anni dal 1995 al 1999.

Tabella 2.46 - Prezzi in lire di alcuni combustibili per usi industriali (lire/tep)*

	Tasse incluse	Tasse escluse	Tasse incluse	Tasse escluse	Tasse incluse	Tasse escluse
	Distillati leggeri		Olio combustibile ATZ		Gas naturale	
1990	914.314	336.193	234.479	158.958	209.222	197.444
1995	1.284.999	417.522	295.656	201.906	314.361	284.028
1996	1.365.217	483.143	308.129	214.379	339.250	310.583
1997	1.389.297	507.222	301.563	207.813	362.806	331.583
1998	1.327.269	445.195	271.235	177.485	330.667	298.444
1999	1.397.956	478.140	341.668	217.434	330.667	298.444

*Fonte: AIE, Energy, Prices and Taxes, 1° quadrimestre 2000

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 etilene prodotta è indicato nella tabella 2.47.

Tabella 2.47 - Processo *steam cracker*: consumo specifico di materie prime (kt) per tonnellata di etilene

Feedstock	Consumo specifico (kt/t _{etilene})
GPL	2,4
Virgin Naphta	3,0-4,0
Distillati Medi	4,0-5,0

Fonte: Parpinelli TECNON srl, Oil and Petrochemical consulting services, Milano, marzo 2000

CAPITOLO 3 - L'OFFERTA DELLE FONTI DI ENERGIA

CAPITOLO 3 - L'OFFERTA DELLE FONTI DI ENERGIA

3.1 IL PETROLIO

Nell'ambito delle considerazioni generali svolte nella Relazione annuale per l'anno 2002¹, il Governatore della Banca d'Italia ha dedicato molto più spazio che in passato alle osservazioni che riguardano l'industria dell'energia nel suo insieme, senza trascurare il tema dei costi dell'energia e della carenza di infrastrutture, aggiornando le sue considerazioni anche in relazione ai recenti provvedimenti che riguardano il rapporto Stato-Regioni e la gestione dei servizi pubblici (tabella 3.1).

Tabella 3.1- Italia: esportazioni (FOB) e importazioni (CIF) per settore di attività economica							
(milioni di euro)							
SETTORI	ESPORTAZIONI			IMPORTAZIONI			
	1999	2000	2001	1999	2000	2001	
Prodotti dell'agricoltura e della pesca	3.687	3.858	4.150	8.603	9.228	8.786	
Prodotti delle miniere e delle cave	430	525	538	15.243	29.561	28.703	
Prodotti trasformati e manufatti	215.803	254.706	262.813	181.552	217.071	218.434	
Alimentari bevande e tabacco	12051	13.066	13.873	15.645	17135	18036	
Tessile e abbigliamento	23.456	26.733	28.531	10732	12.770	13.660	
Cuoio e prodotti in cuoio	10.955	13345	14.476	4.011	5479	6.437	
Legno e prodotti in legno	1329	1.510	1.478	2.980	3.393	3207	
Carta e prodotti di carta	5.029	5960	5977	6222	7.255	6.665	
Petroli raffinati	2.604	5.181	4.944	3.161	5.378	4611	
Chimici e fibre sintetiche e artificiali	18472	24.136	25.547	28097	33.231	33.671	
Gomma e materie plastiche	8228	9.389	9.525	4.792	5387	5.342	
Lavorazioni di minerali non metalliferi	8332	9.230	9.343	2.509	2.843	2.915	
Metalli e prodotti in metallo	17513	21.257	21.567	20.350	26277	25.370	
Macchine ed apparecchi meccanici	45.060	50.678	53.397	17.564	20.354	20.441	
Apparecchi elettrici e di precisione	21619	26.383	27.361	30.982	38.269	36.562	
Mezzi di trasporto	25253	30.389	29459	30978	35.038	37.259	
Altri prodotti dell'industria manifatturiera	14.902	17.449	17.335	3.529	4262	4.258	
di cui: mobili	7887	9117	9308	848	1.013	1.041	
Energia elettrica, gas, acqua	23	22	46	1.424	1.535	1.789	
Altri prodotti non classificati altrove	1.098	1.302	2.151	193	1.111	2.469	
Totale	221.040	260.413	270.295	207.016	258.506	260.361	
Fonte: Banca d'Italia 2002							

Nel 2001, la produzione nazionale di energia in termini complessivi di Mtep si è ridotta dello 0,9%, mentre il fabbisogno energetico italiano è cresciuto dell'1,5%, con una leggera flessione della dipendenza dall'estero (dall'83,6 all'83,4%) (tabella 3.2).

¹ Assemblea Generale ordinaria della Banca d'Italia del 31 maggio 2002: "Relazione sulla situazione economica nazionale"- parte B (pag. 70 e seg.)

Tabella 3.2 - Italia: Bilancio energetico di sintesi. Anni 2000 e 2001 (Mtep)

ANNO 2000						
VOCI	Comb. Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili (4)	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,3	13,7	4,6	12,4	-	31
Importazione	13,2	47,4	109,9	0,5	9,9	180,9
(-) Esportazione	0,1	-	21,4	-	0,1	21,6
Variazione delle scorte (1)	-0,6	-2,7	-1,8	-	-	-5,1
Impieghi interni di fonti primarie (2)	12,8	58,4	91,3	12,9	9,8	185,2
Composizione percentuale	6,9	31,5	49,3	7	5,3	100
Trasformazione in energia elettrica	-7,2	-18,8	-19,4	-11,3	56,7	-
Consumi e perdite (-) (3)	1,3	0,7	5,8	0,1	43,1	51
(2) Impieghi interni netti di fonti finali	4,3	38,9	66,1	1,5	23,4	134,2
Composizione percentuale	3,2	29	49,3	1,1	17,4	100
di cui: industria	4	16,8	6,8	0,2	11,7	39,5
trasporti	-	0,3	40,4	-	0,7	41,4
usi civili	0,1	20,7	7,2	1,2	10,6	39,8
agricoltura	-	0,1	2,6	0,1	0,4	3,2
usi non energetici	0,2	1	6,4	-	-	7,6
ANNO 2001						
Produzione	0,4	12,8	4,1	13,5	-	30,8
Importazione	13,2	45,2	108,6	0,5	10,6	178,1
(-) Esportazione	0,1	0,1	22,3	-	-	22,5
Variazione delle scorte (1)	0,3	0,8	0,5	-	-	1,6
Impieghi interni di fonti primarie (2)	13,8	58,7	90,9	14	10,6	188
Composizione percentuale	7,3	31,2	48,4	7,5	5,6	100
Trasformazione in energia elettrica	-8,5	-19,1	-17,4	-12,3	57,3	-
Consumi e perdite (-) (3)	1	0,6	6,2	0,1	43,9	51,8
(2) Impieghi interni netti di fonti finali	4,3	39	67,3	1,6	24	136,2
Composizione percentuale	3,2	28,6	49,4	1,2	17,6	100
di cui: industria	4,1	16,3	6,9	0,3	12	39,6
trasporti	-	0,3	40,9	-	0,7	41,9
usi civili	0,1	21,4	7,4	1,1	10,9	40,9
agricoltura	-	0,1	2,6	0,2	0,4	3,3
usi non energetici	0,1	0,9	6,7	-	-	7,7

(1) Il segno (-) indica incremento; sono incluse le variazioni delle scorte di olio combustibile dell'ENEL. (2) Inclusi i bunkeraggi marittimi internazionali. (3) Fra i consumi e le perdite figurano quelli convenzionali attribuiti alla trasformazione termoelettrica. (4) Solare, eolico, rifiuti solidi urbani, colture e rifiuti agro-industriali, biogas.

Fonte: Relazione generale sulla situazione economica (Banca d'Italia, 31 maggio 2002)

La flessione durevole del prezzo del greggio ed il suo accentuarsi dopo gli eventi traumatici dell'11 settembre 2001 hanno concorso ad alleggerire la consistenza della fattura energetica nazionale.

Il saldo commerciale della spesa energetica (spesa complessiva per l'approvvigionamento di energia da altri paesi al netto delle esportazioni) si è fermata al 2,2% del PIL, in calo rispetto al 2,3% del 2000, passando da 30.083 M€ a 27.852 M€, grazie soprattutto alla voce petrolio².

La fattura petrolifera è, infatti, passata da 18.651 M€ del 2000 a 16.087 M€ nel 2001 (il 13,7% in meno) (vedi anche il Box a pag. 92 del Capitolo 2 di questo volume).

A tale riduzione nel saldo commerciale ha corrisposto un'apprezzabile attenuazione del valore medio di intensità energetica del Pil³, passato dall'1,6% del 2000 all'1,4%, abbastanza distante dal valore della prima metà degli anni Ottanta (4%).

I consumi energetici sono cresciuti principalmente nel settore civile (+2,9%), nell'agricoltura (+3,1%) e nei trasporti (+1,0%), mentre sono rimasti stabili nell'industria (+0,3%).

Il contributo dei prodotti petroliferi alla copertura del fabbisogno energetico nazionale ha seguito il *trend* instauratosi da qualche anno, riducendosi ulteriormente sino al 48,4%.

Con la dovuta cautela, si può anche tentare qualche sommaria anticipazione relativamente all'anno 2002.

Secondo le previsioni di Unione Petrolifera⁴, la fattura petrolifera nel 2002 potrebbe essere compresa tra 16.000 e 16.200 M€ (non lontana dal livello 2001), mentre il totale della fattura energetica toccherebbe i 28.200-28.400 M€, con un aumento di 300-550 M€ rispetto al 2001.

3.1.1 Esplorazione e produzione

Da una rassegna, sia pure di sintesi, del settore "idrocarburi" italiano si colgono subito due dati preoccupanti che vengono dal versante *up-stream*.

Si nota anzitutto il calo della produzione rispetto al 2000, che per il petrolio è dell'11% e che, ancorché previsto in relazione ai ritardi nello sviluppo produttivo dei giacimenti della Basilicata, incorpora anche le notevoli riduzioni delle produzioni *off-shore* e dell'area piemontese.

Basilicata e Piemonte rimangono, comunque, le più importanti regioni produttive di greggio del Paese, con produzioni superiori al milione di tonnellate, seguite dalla Sicilia che fa registrare una produzione di poco più di 600.000 t/anno, un valore sostanzialmente costante rispetto all'anno 2000 (tabella 3.3). La produzione di greggio complessiva si è ridotta, quindi, da 4,5 milioni a circa 4 milioni di t/anno.

È opinione fondata che l'incremento di produzione di greggio che è in via di attuazione in Basilicata (2002) possa portare a compensare, nel futuro prossimo, la sequenza delle inevitabili riduzioni che verranno dai giacimenti in fase di declino (tabella 3.4).

Il secondo dato in prospettiva più preoccupante viene, però, dal fronte dell'esplorazione e degli investimenti. Nel corso del 2001 sono stati perforati 40 pozzi, una sensibile contrazione rispetto ai 55 pozzi dell'anno 2000. Di questi, 29 pozzi rientrano nell'ambito di attività programmate di sviluppo, e soltanto 11 sono stati perforati per attività di ricerca: il minimo storico negli ultimi venti anni (tabella 3.5 e figura 3.1).

Anche se lo sviluppo effettivo delle perforazioni del 2001 risulta, in realtà, superiore a quello

² I dati di contabilità sono citati da Unione Petrolifera (Relazione 2002). Secondo la Banca d'Italia, sul risultato di una sensibile riduzione delle importazioni nel 2001 ha influito l'andamento del cambio (tra il primo trimestre del '99 e l'ultimo del 2001, il deprezzamento del cambio dell'euro è stato dell'11,4% in termini reali, dell'8% in termini nominali) mentre la discesa delle quotazioni petrolifere ha favorito la riduzione della fattura energetica.

Le importazioni di minerali energetici, composte al 90% da greggio e gas naturale, sono calate del 3%, mentre l'incidenza sul PIL si è ridotta dal 2,3 al 2,2% (Relazione 2002, op. cit, pag. 164, e successive considerazioni sulla bilancia commerciale con i Paesi OPEC).

³ È stato recentemente emanato dal Ministero delle Attività Produttive e dal Ministero dell'Ambiente un decreto legge per l'attuazione del DL del 24 aprile 2001, che fissa obiettivi quantitativi di efficienza energetica a livello nazionale (si veda anche DL 164/2000 all'Art.16, comma 4 e il DL 79/99 all'Art. 9, comma 1). Per maggiori dettagli, si veda *Staffetta Quotidiana* del 20 aprile 2002, pg.16-19.

⁴ Presentate al Convegno di *Fondazione Ideazione* (Bari, 27-28 settembre 2002).

del 2000 (116.000 metri rispetto a 101.000), rimane significativo il dato obiettivo della riduzione delle perforazioni per ricerca, riduzione che si rivela progressiva e continua a partire dal 1986⁵, anno in cui era stato toccato il numero massimo di pozzi (126) (tabella 3.6).

È da notare, comunque, che anche la profondità media dei pozzi perforati nel 2001 risulta maggiore che nel 2000, sia per quanto riguarda la ricerca che lo sviluppo.

Alcuni ritrovamenti si sono, peraltro, verificati ed appaiono promettenti, in particolare in Italia centrale e meridionale oltre che nell'*off-shore* in zona A (tabelle 3.7 e 3.8, figure 3.2 e 3.3).

Nel quadro generale degli investimenti in Italia, la quota indirizzata sull'*up-stream* fa registrare un calo netto a 500 milioni di euro, previsti per tutto il 2002, rispetto ai 900 milioni di euro investiti nel 1998.

Rimane, quindi, sempre aperto il problema di richiamare gli indispensabili investimenti per assicurare la producibilità delle potenzialità detenute nel sottosuolo: 2 miliardi di barili di petrolio equivalente già scoperti, ed altri 2 miliardi di barili ancora da scoprire.

Il programma di sviluppo dei giacimenti di Val d'Agri si è aperto con una produzione iniziale di 45.000 barili/giorno (circa 2,25 milioni di t/anno), meno della metà della capacità di progetto dell'oleodotto che dalla centrale di trattamento porta a Taranto.

Si deve probabilmente all'avvio effettivo della produzione di greggio in Val d'Agri se l'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), alla fine del 1° semestre del 2002, ha inserito l'Italia tra i principali produttori dell'area OCSE per il 2003.

Tabella 3.3 - Italia: produzione di idrocarburi per regioni e zone marine. Anni 2000-2001 (kt)

Gas naturale (Mm³ standard)	Anno 2001	Anno 2000	Var.% 01/00	PETROLIO (kt)	Anno 2001	Anno 2000	Var.% 01/00
<i>Abruzzo</i>	122	139	-12	<i>Abruzzo</i>	1	0	
<i>Basilicata</i>	445	387	15	<i>Basilicata</i>	1109	837	32
<i>Calabria</i>	24	23	4	<i>Emilia Romagna</i>	57	55	4
<i>Emilia Romagna</i>	659	1022	-36	<i>Lazio</i>	1	1	0
<i>Lombardia</i>	65	379	-83	<i>Lombardia</i>	104	35	197
<i>Marche</i>	173	221	-22	<i>Molise</i>	37	40	-8
<i>Molise</i>	116	156	-26	<i>Piemonte</i>	1181	1609	-27
<i>Piemonte</i>	117	144	-19	<i>Sicilia</i>	618	620	0
<i>Puglia</i>	838	855	-2				
<i>Sicilia</i>	368	324	14				
<i>Toscana</i>	4	5	-20				
<i>Veneto</i>	5	6	-17				
TOTALE Terra	2.936	3.661	-20	TOTALE Terra	3.108	3.197	-3
<i>Zona A</i>	8.434	9.541	-12	<i>Zona B</i>	323	430	-25
<i>Zona B</i>	2.479	1.755	41	<i>Zona C</i>	199	386	-48
<i>Zona C</i>	4	6	-33	<i>Zona F</i>	436	542	-20
<i>Zona D</i>	1.639	1.735	-6				
<i>Zona F</i>	55	68	-19				
TOTALE Mare	12.611	13.105	-4	TOTALE Mare	958	1.358	-29
TOTALE Generale	15.547	16.766	-7	TOTALE Generale	4.066	4.555	-11

Fonte: Ministero Attività Produttive, 2002

⁵ Con una brevissima inversione di tendenza che ha interessato il biennio 1990-91 (vedi Fig. 3.1).

Tabella 3.4a - Italia: campi entrati in produzione nell'anno 2001

Nome Campo	Nome Titolo	Mineralizzazione	Società (r.u.)	Zona/ Provincia
<i>BALDINA</i>	<i>A.C27.EA</i>	<i>Gas</i>	<i>ENI</i>	<i>ZONA A</i>
<i>NAOMI/PANDORA</i>	<i>A.C33.AS</i>	<i>Gas</i>	<i>ENI</i>	<i>ZONA A</i>
<i>CAMILLA</i>	<i>B.C3.AS</i>	<i>Gas</i>	<i>ENI</i>	<i>ZONA B</i>
<i>GAGGIANO(ripresa prod.)</i>	<i>GAGGIANO</i>	<i>Olio/Gas</i>	<i>ENI</i>	<i>MILANO</i>
<i>MIGLIANICO</i>	<i>BUCCHIANICO</i>	<i>Olio/Gas</i>	<i>ENI</i>	<i>CHIETI</i>
<i>FIUME SALSO</i>	<i>GAGLIANO</i>	<i>Gas</i>	<i>ENI</i>	<i>ENNA</i>
<i>NOTO</i>	<i>NOTO</i>	<i>Gas</i>	<i>ENI</i>	<i>SIRACUSA</i>

Tabella 3.4b - Italia: campi dismessi nell'anno 2001

Nome Campo	Nome Titolo	Mineralizzazione	Società (r.u.)	Provincia
<i>ALFONSINE</i>	<i>ALFONSINE</i>	<i>Gas</i>	<i>ENI</i>	<i>RAVENNA</i>
<i>ELEONORA</i>	<i>B.C3.AS</i>	<i>Gas</i>	<i>ENI</i>	<i>ZONA B</i>
<i>CALDAROSA/M.ENOC</i>	<i>CALDAROSA</i>	<i>Olio</i>	<i>ENI</i>	<i>POTENZA</i>
<i>MASSERIA</i>	<i>MASSERIA SASSI GRANDE</i>	<i>Gas</i>	<i>BRITISH GAS</i>	<i>CAMPOBASSO</i>
<i>PIADENA</i>	<i>PIADENA</i>	<i>Gas</i>	<i>ENI</i>	<i>CREMONA</i>
<i>SETTALA</i>	<i>SETTALA</i>	<i>Gas</i>	<i>ENI</i>	<i>MILANO</i>

Fonte: Ministero Attività Produttive, 2002

Tabella 3.5 - Attività di perforazione in Italia. Anni 2000 e 2001

	Anno 2001				Anno 2000				Variazione%		
	Pozzi completati			(b) Metri totali perforati	Pozzi completati			(b) Metri totali perforati	N.Pozzi completati 01/00	Profondità totale 01/00	Metri perforati 01/00
	Numero	Profondità	Profondità		Numero	Profondità	Profondità				
		totale (m)	media (m)	totale (m)		media (m)					
ESPLORAZIONE											
<i>Terra</i>	9	24.872	2.764	21.610	14	27.995	2.000	35.721	-36	-11	-40
<i>Mare</i>	2	4.803	2.402	2.325	6	16.587	2.765	19.065	-67	-71	-88
TOT. Esplorazione	11	29.675	2.698	23.935	20	44.582	2.229	54.786	-45	-33	-56
SVILUPPO											
<i>Terra</i>	14	47.743	3.410	52.781	14	31.173	2.227	18.949	0	53	179
<i>Mare</i>	15	39.187	2.612	39.086	19	28.685	1.510	27.058	-21	37	44
TOTALE Sviluppo	29	86.930	2.998	91.867	33	59.858	1.814	46.007	-12	45	100
ALTRI SCOPI											
<i>Terra</i>	0	0	0	0	2	5.780	2.890	690	-100	-100	-100
<i>Mare</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE Altri scopi	0	0	0	0	2	5.780	2.890	690	-100	-100	-100
TOTALE	40	116.605	5.695	115.802	55	110.220	2.004	101.483	-27	6	14

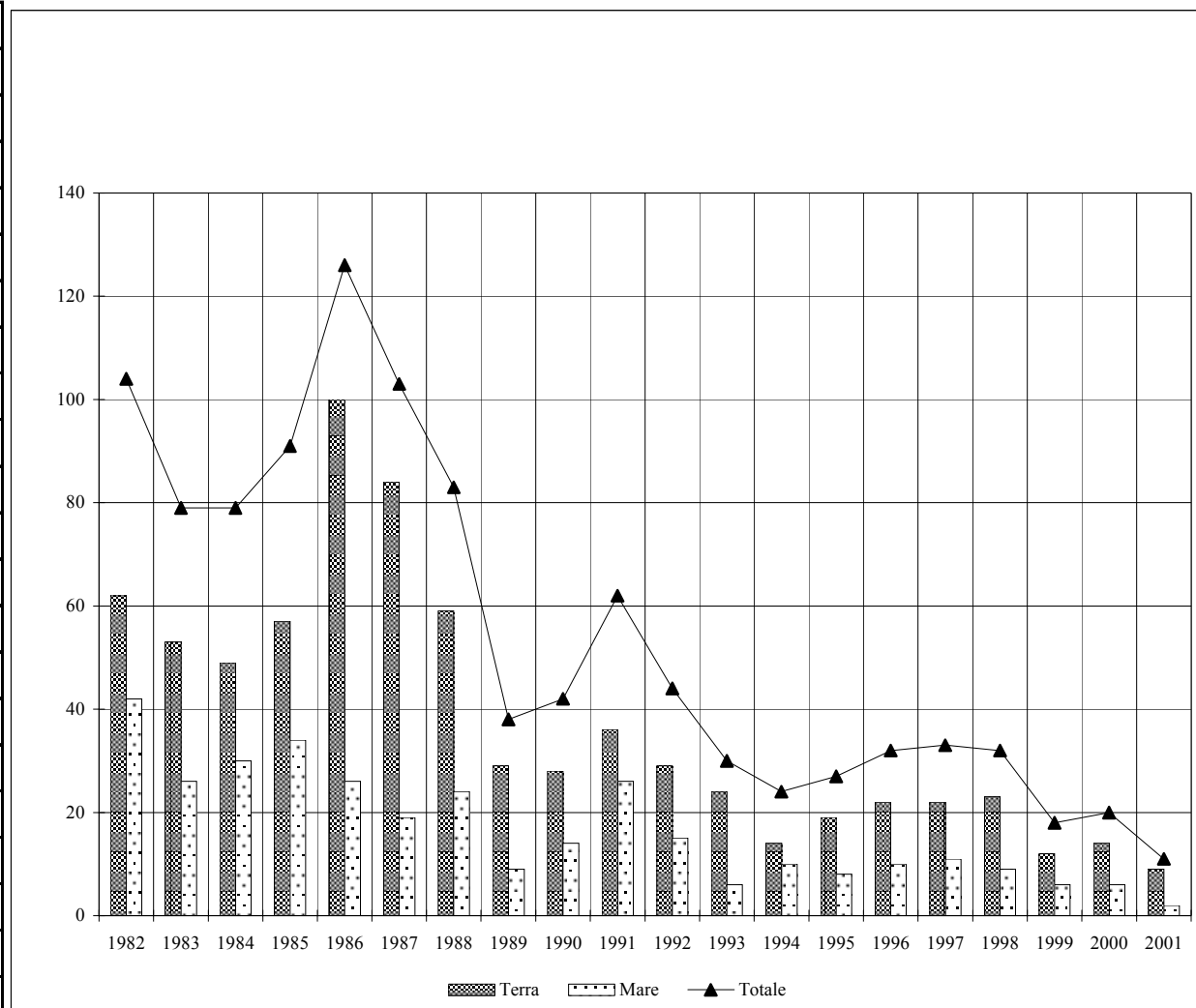
(b) I metri perforati sono quelli complessivamente perforati nel periodo

Al 31/12/2001 erano in corso di perforazione, o sospesi, o ultimati ma con prove di strato in corso, 2 pozzi di esplorazione, 7 pozzi di coltivazione, 1 pozzo di approfondimento

Fonte: Ministero Attività Produttive, 2002

Figura 3.1 - Numero pozzi a scopo esplorativo. Anni 1982-2001

Anno	Terra	Mare	Totale
1982	62	42	104
1983	53	26	79
1984	49	30	79
1985	57	34	91
1986	100	26	126
1987	84	19	103
1988	59	24	83
1989	29	9	38
1990	28	14	42
1991	36	26	62
1992	29	15	44
1993	24	6	30
1994	14	10	24
1995	19	8	27
1996	22	10	32
1997	22	11	33
1998	23	9	32
1999	12	6	18
2000	14	6	20
2001	9	2	11
Totale	745	333	1.078
Media	37	17	54



Fonte: Ministero Attività Produttive, 2002

Tabella 3.6 - Italia: attività di perforazione per esplorazione, sviluppo, altri scopi. Anni 1982-2001

ANNO	ESPLORAZIONE						SVILUPPO						ALTRI SCOPI						TOTALE	
	TERRA		MARE		TOTALE		TERRA		MARE		TOTALE		TERRA		MARE		TOTALE			
	N. Pozzi	metri perforati	N. Pozzi	metri perforati	N. Pozzi	metri perforati	N. Pozzi	metri perforati	N. Pozzi	metri perforati	N. Pozzi	metri perforati	N. Pozzi	metri perforati	N. Pozzi	metri perforati	N. Pozzi	metri perforati	N. Pozzi	metri perforati
1982	62	160.578	42	108.695	104	269.273	15	27.565	20	47.709	35	75.274	23	32.400	0	0	23	32.400	162	376.947
1983	53	126.077	26	55.816	79	181.893	27	31.098	25	57.564	52	88.662	25	28.901	0	0	25	28.901	156	299.456
1984	49	114.104	30	74.079	79	188.183	15	32.872	16	69.562	31	102.434	28	25.844	0	0	28	25.844	138	316.461
1985	57	143.365	34	67.254	91	210.619	22	49.948	26	73.892	48	123.840	6	2.060	0	655	6	2.715	145	337.174
1986	100	185.335	26	49.311	126	234.646	30	73.953	50	118.846	80	192.799	18	26.278	1	298	19	26.576	225	454.021
1987	84	174.168	19	55.784	103	229.952	34	61.118	41	100.134	75	161.252	10	15.040	0	0	10	15.040	188	406.244
1988	59	136.697	24	52.690	83	189.387	15	35.990	51	114.507	66	150.497	3	1.062	0	0	3	1.062	152	340.946
1989	29	58.586	9	23.600	38	82.186	17	50.301	32	76.074	49	126.375	6	9.816	0	0	6	9.816	93	218.377
1990	28	78.179	14	36.989	42	115.168	16	42.755	24	60.688	40	103.443	21	32.430	0	0	21	32.430	103	251.041
1991	36	83.547	26	52.094	62	135.641	35	97.161	54	187.105	89	284.266	27	58.523	0	0	27	58.523	178	478.430
1992	29	79.363	15	39.718	44	119.081	25	57.642	73	222.934	98	280.576	30	20.566	0	0	30	20.566	172	420.223
1993	24	72.426	6	10.123	30	82.549	13	16.770	21	37.414	34	54.184	2	241	4	11.025	6	11.266	70	147.999
1994	14	30.142	10	23.467	24	53.609	9	14.447	46	128.733	55	143.180	2	2.711	0	0	2	2.711	81	199.500
1995	19	55.017	8	14.793	27	69.810	19	41.380	10	26.375	29	67.755	4	10.043	0	0	4	10.043	60	147.608
1996	22	67.664	10	27.550	32	95.214	17	23.920	27	87.911	44	111.831	2	3.382	0	0	2	3.382	78	210.427
1997	22	62.800	11	30.266	33	93.066	16	34.259	10	29.285	26	63.544	1	939	0	0	1	939	60	157.549
1998	23	62.962	9	18.794	32	81.756	26	35.912	17	41.448	43	77.360	0	0	0	0	0	0	75	159.116
1999	12	25.763	6	12.374	18	38.137	14	24.476	12	28.086	26	52.562	0	0	0	0	0	0	44	90.699
2000	14	35.721	6	19.065	20	54.786	14	18.949	19	27.058	33	46.007	2	690	0	0	2	690	55	101.483
2001	9	21.610	2	2.325	11	23.935	14	52.781	15	39.086	29	91.867	0	0	0	0	0	0	40	115.802

Fonte: Ministero Attività Produttive, 2002

Tabella 3.7 - Italia: ritrovamenti di idrocarburi. Anni 1992-2001

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Nord Italia	Anzano 1 (TV) Monte delle vigne 1 (PR) Torre Riggio 1 (PC)	Scandiano 1 (RE) Tribiano 1 (MI)		Colombarola 1 (PC)	Castel S. Giovanni 1 (PC)	Barzaniga 1 (CR)	Monte delle vigne N. 1d (PR)		Muzza 3xdir (MO)	
Centro Italia	Passatempo 1 (AN)	Martino 1 (CH) Tre querce 1a (CH)	Masseria Vincelli 1 (CB)		S. Lorenzo 1d (AP)	Settefinestre Nord 1 (MC)	Ramignano 1d (CH) S. Mauro N. 1d (TE)		Miglianico 1 (CH)	
Sud Italia	Burraccione 1 (MT) Cerro Raicono 1a (PZ) Policoro Ibis (MT) Tauro 1 (MT) Torre Bianca 1 (FG) Tricchianello 1 (MT) Vigna Nocelli 1 (FG)		Monte Enoc 1 (PZ)	Appia 1d (MT) Formaciara 1 (MT) Fucchina 1a (MT)	Bastia 1 (FG) Masseria Salvatore 1a (CB) Tempa la manara 1 (PZ)	Gioia 1 (MT) Montesano 1d (MT) Perticara 1 (PZ)	Gioia Sud Est 1d (MT) Monte Enoc W 1 (PZ) Tempa D'Emma 1ter (PZ)		Masseria Petrella 1 (MT)	
Sicilia					Gagliano Sud 1dA (EN) Serra di vito 1 (CT)	Acquavena 1 (CT) Cinque vie 1 (RG) Samperi 1 (EN)	Santa Venere 1 (EN)	Masseria Vecchia 1d (EN) Pizzo Tamburino 1 (EN)		
Zona A	Agnese 1 Claudia 1	Donatella W 1 Nadia 1 Rebecca 1	Morena 1	Naomi 1dA Ramona 1d Regina 1d Serena N. 1d	Adele 1 Luisella 1 Pandora 1d	Arianna nord 1 Bettina Est 1 Porto Corsini Mare Sud 1	Guendalina 1dA Tea 1dA	Anemone Nord 1d Lavanda 1dA	Arnica 1	Fauzia 1
Zona B	Didone 1 Elsa 1 Viviana 1	Simonetta 1		Cloe 1 Elettra 1	Clara Est 9 Clotilde 1d		Jole 1			
Zona F									Fausta 1	

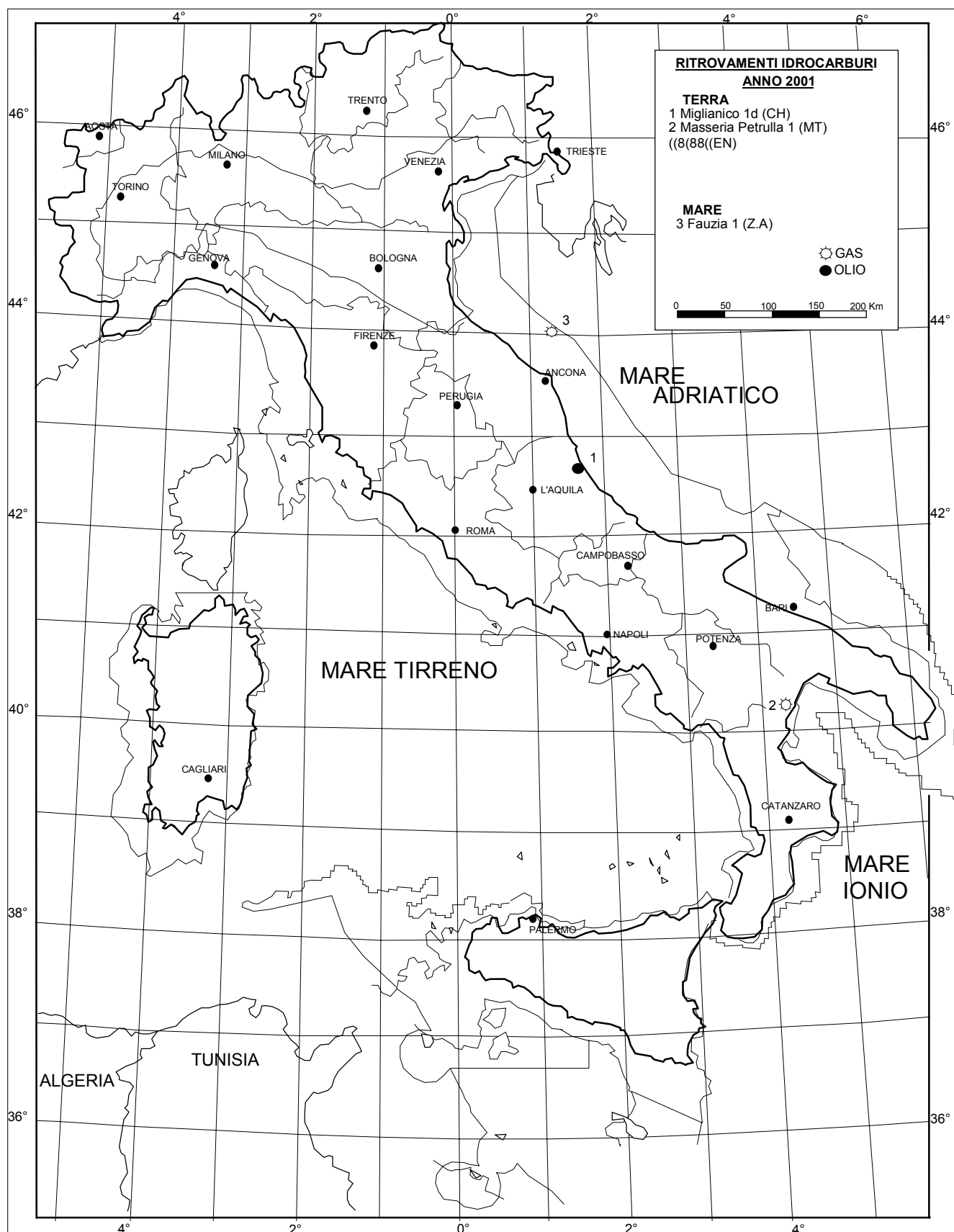
- Petrolio
- Gas naturale e petrolio
- Gas naturale

Tabella 3.8 - Italia: ritrovamenti di idrocarburi. Percentuali di successo nell'esplorazione. Anni 1992-2001

ANNI	TERRA			MARE			TOTALE			
	Numero Ritrov.	Numero Pozzi	% di Successo	Numero Ritrov.	Numero Pozzi	% di Successo	Profondità Media (m)	Numero Ritrov.	Numero Pozzi	% di Successo
1992	10	29	34	5	15	33	2.601	15	44	34
1993	3	24	13	4	6	67	2.730	7	30	23
1994	2	14	14	1	10	10	2.738	3	24	13
1995	4	19	21	6	8	75	2.532	10	27	37
1996	7	22	32	5	10	50	2.448	12	32	38
1997	8	22	36	3	11	27	3.011	11	33	33
1998	6	23	26	3	9	33	2.656	9	32	28
1999	3	12	25	2	6	33	2.971	5	18	28
2000	1	14	7	2	6	33	2.229	3	20	15
2001	2	9	22	1	2	50	2.698	3	11	27

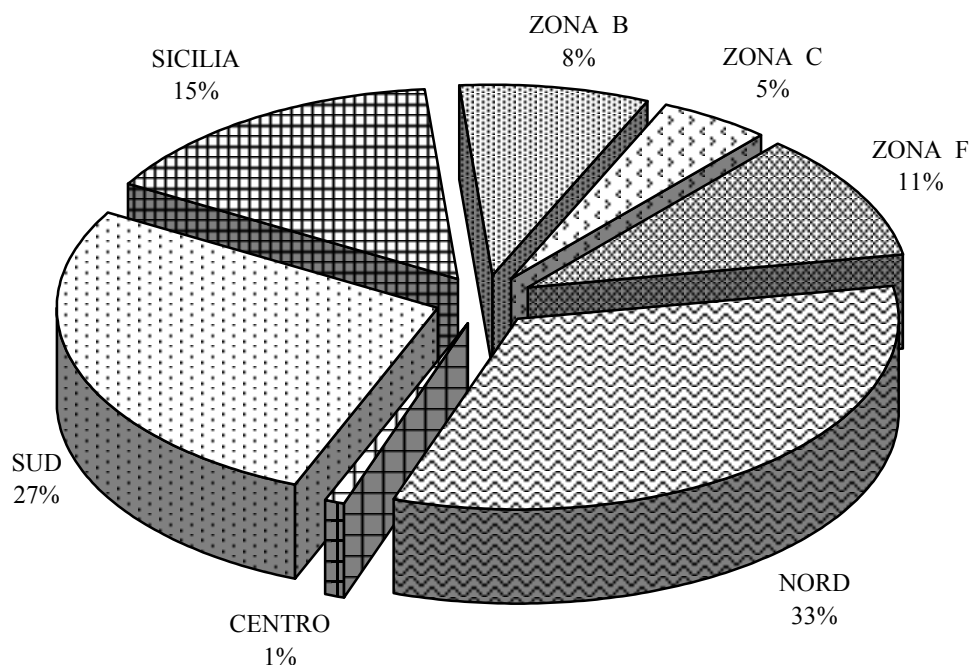
Fonte: Ministero Attività Produttive, 2002

Figura 3.2 - Ritrovamenti di idrocarburi. Anno 2001



Fonte: Ministero Attività Produttive, 2002

Figura 3.3 - Italia: produzione di petrolio. Anno 2001 (%)



Fonte: Ministero Attività Produttive, 2002

3.1.2 Importazione ed esportazione

L'Italia ha importato 82,8 milioni di tonnellate di petrolio greggio (-1% rispetto al 2000) (tabella 3.9), di cui 77,2 milioni importate in "conto proprio" e 5,6 milioni per conto di committenti esteri (-15,2% sul 2000). Al calo dell'approvvigionamento all'estero di greggio ha corrisposto un aumento delle importazioni di semilavorati nella misura del 24,2%, per un ammontare di 8,2 milioni di tonnellate.

In diminuzione, invece, risultano nel 2001 le importazioni complessive di prodotti finiti, pari a 18,7 milioni di tonnellate, incluse in queste le emulsioni di greggio pesante ed extra pesante venezuelano (*Orimulsion*) per 5,4 milioni di tonnellate, in leggero calo (-2,2%) rispetto al 2000.

I flussi di importazione nel 2001 mostrano la seguente configurazione in relazione alle principali aree di provenienza (tabella 3.10):

- il Medio Oriente ha alimentato i flussi in arrivo per il 35% del totale, segnando una sensibile riduzione rispetto all'anno precedente (-5,2%);
- analoga prestazione in calo dai paesi dell'Africa (-4,7%), ridottasi in percentuale al 37,5%;
- anche i volumi dal Mare del Nord risultano in contrazione in misura assai significativa (-28,8%), essendosi ridotti al 3,9% del totale;
- al ridimensionamento dei flussi dal Medio Oriente, dall'Africa e dal Mare del Nord, si contrappone un robusto incremento delle immissioni dall'area del CIS⁶ (ex-URSS, +23,6%) con oltre 19 milioni di tonnellate.

⁶ *Coomonwealth of Independent States.*

Sul risultato di una sensibile riduzione delle importazioni nel 2001 ha influito l'andamento del cambio (tra il primo trimestre del '99 e l'ultimo del 2001, il deprezzamento del cambio dell'euro è stato dell'11,4% in termini reali, dell'8% in termini nominali).

Il maggior contributo al miglioramento del surplus commerciale complessivo è venuto dagli scambi con i paesi OPEC, rispetto ai quali il deficit italiano è sceso da 12,4 a 8 miliardi di euro: alla contrazione delle importazioni in valore si è aggiunta una sensibile espansione delle vendite, favorita dall'incremento del reddito di quei paesi.

Si può ancora precisare che, nel primo trimestre 2002, il greggio maggiormente importato risulta il russo Ural che, da solo, rappresenta quasi il 20% delle importazioni in conto proprio (+11,3% rispetto allo stesso periodo del 2001).

Nella lista dei greggi maggiormente importati figurano ben 6 greggi libici (Bu Attifel, Es Sider, Amna, Bouri, Brega, Sarir), a dimostrazione della supremazia della Libia come primo fornitore di greggio dell'Italia⁷.

L'andamento del cambio euro/dollaro è stato naturalmente una componente, tra le altre, del risultato complessivo dell'anno in termini di spesa. Il valore medio della tonnellata di greggio importata nel 2001 è stato di 198,3 euro contro 226 euro nel 2000, ed è la risultante di due componenti di segno opposto, il minor costo del greggio (mediamente nell'anno, -14%) e l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+3%).

Tabella 3.9

Italia - L'approvvigionamento petrolifero
(Milioni di tonnellate)

	1979	1985	1990	1992	1994	1996	1998	1999	2000	2001 (*)
Importazioni di greggio	110,5	63,4	74,7	78,0	75,2	74,1	85,9	80,5	83,7	82,8
- di cui conto proprio	91,1	56,8	63,1	71,2	71,1	68,9	78,7	74,7	77,1	77,2
- di cui conto committenti esteri	19,4	6,6	11,6	6,8	4,1	5,2	7,2	5,8	6,6	5,6
Importazioni di semilavorati	4,5	10,5	12,1	11,4	10,6	7,5	5,8	7,3	6,6	8,2
Importazioni di prodotti finiti (♦)	7,5	19,7	23,5	23,7	23,0	26,2	21,7	21,1	21,4	18,7
Nazionalizzazioni (♦♦)	n.d.	5,0	6,3	3,5	2,1	2,6	4,2	3,2	3,2	3,1

(*) Dati provvisori.

(♦) Dall'anno 1999 comprendono le importazioni di Combustibili a Basso Costo (emulsioni di greggi pesanti ad alto tenore di zolfo).

(♦♦) Prodotti ottenuti da lavorazioni in conto committente estero.

Fonte: Unione Petrolifera, 2002

⁷ Notizie Petrolifere, Anno XVI, n. 8 (Agosto 2002)

Tabella 3.10

Italia – Le importazioni di petrolio greggio
(Migliaia di tonnellate)

	2000		2001	
	Quantità	%	Quantità	%
Arabia Saudita	8.407	10,1	8.933	10,8
Iran	10.386	12,4	10.442	12,6
Iraq	8.217	9,8	3.925	4,7
Kuwait	1.574	1,9	653	0,8
Siria	2.004	2,4	5.063	6,1
TOTALE MEDIO ORIENTE	30.588	36,6	29.017	35,0
Algeria	3.189	3,8	2.765	3,3
Angola	83	0,1	314	0,4
Camerun	2.330	2,8	2.284	2,8
Congo	130	0,2	176	0,2
Egitto	3.320	4,0	2.869	3,5
Libia	21.941	26,2	20.283	24,5
Nigeria	1.141	1,4	1.752	2,1
Tunisia	55	0,1	222	0,3
TOTALE AFRICA	32.189	38,5	30.665	37,0
Russia	13.929	16,6	16.864	20,4
Kazakhstan	403	0,5	292	0,4
Azerbaijan	1.804	2,2	2.345	2,8
Norvegia	3.717	4,4	2.927	3,5
Regno Unito	489	0,6	343	0,4
Messico	285	0,3	87	0,1
Venezuela	131	0,2	139	0,2
Brasile	116	0,1	150	0,2
TOTALE ALTRI PAESI	20.874	24,9	23.147	28,0
Totale	83.651	100,0	82.829	100,0
di cui Opec	54.986	65,7	48.893	59,0

Fonte: Unione Petrolifera

3.1.3 Prezzi

L'incremento dei prezzi del greggio e dei prodotti, nel primo trimestre del 2002 (intorno al 2,5% nell'area euro), è da addebitare, tra l'altro ed in diversa misura, alle avverse condizioni meteorologiche ed ai provvedimenti assunti all'inizio dell'anno dall'OPEC, di concerto con altri importanti paesi esportatori, per contrastare il declino delle quotazioni del greggio.

L'aggravarsi della crisi medio-orientale nel secondo trimestre ha determinato come effetto combinato un ulteriore brusco aumento dei costi, risaliti anche sui mercati a termine in collegamento con le mutevoli prospettive di ripresa dell'economia mondiale⁸.

Si può anche osservare che nel 2001 il costo dei fattori produttivi, tra questi quelli energetici, aveva subito ovunque un ridimensionamento, sia nell'industria sia nei servizi. Questa tendenza si era, però, successivamente invertita a causa della ripresa dei corsi internazionali delle materie di base.

⁸ L'ISTAT ha di recente diffuso gli indicatori sui prezzi praticati dalle imprese italiane (prezzi dell'out-put) e sui costi da esse sostenuti (prezzi degli *input*) calcolati al netto delle transazioni intrasettoriali, prodotti nell'ambito dei conti nazionali trimestrali. I dati sono disponibili per i principali settori: agricoltura, energia, trasformazioni industriali, servizi al netto della Pubblica Amministrazione, totale dell'economia. Essi consentono di seguire in modo diretto l'evoluzione dei margini di profitto nei vari settori all'interno di un quadro di contabilità nazionale coerente.

Le quotazioni del greggio (media di tre principali qualità⁹), scese sui 18 \$/barile alla fine del 2001, hanno subito un netto rialzo nei mesi successivi, collocandosi sui 25 \$/barile in aprile 2002, anche in connessione con le incertezze intorno alle aspettative di crescita dell'economia USA; successivamente hanno toccato in autunno i 29-30 \$/barile, anche a causa del sopraggiunto rischio di guerra in Medio Oriente.

3.1.3.1 Prezzi del greggio

Nel 2001 i prezzi, dopo avere oscillato da gennaio fino alla prima metà di settembre intorno ai 25 \$/barile, dopo i drammatici eventi delle Twin Towers a New York hanno subito una drastica caduta, arrestandosi poi su valori di poco superiori a 17 \$/barile. La quotazione media dell'anno è stata di 23,5 \$/barile a fronte di un valore medio per il 2000 intorno a 28 \$/barile.

Per il 2002 la stima della quotazione media per il *mix* dei greggi rappresentativo delle importazioni italiane, avanzata nel numero di maggio del *Quaderno dei prodotti petroliferi* (recente iniziativa del Ministero dell'Economia), è di 23 \$/barile. Ma i comportamenti dell'ultimo trimestre del 2002 potranno imporre una drastica correzione al rialzo di tale stima, se non interverranno motivi di rassicurazione sulle tensioni in Medio Oriente.

Nel primo trimestre 2002 il mercato ha fatto registrare un significativo rialzo delle quotazioni, passando da poco più di 18 \$/barile di metà gennaio a 22,3 \$/barile di metà aprile.

La fine del secondo trimestre del 2002 ha confermato la lenta ma continua risalita dei prezzi del greggio che, avviatasi all'inizio dell'anno, ha chiuso il primo trimestre a 24-25 \$/barile¹⁰. Sia all'Ipe di Londra, che al Nymex (New York) i *futures* di ottobre hanno superato i 28,5 \$/barile, mentre il quadro internazionale rimane incerto, sia a causa delle minacce di guerra sul fronte iracheno, sia perché la situazione economica mondiale, pure uscita dalla recessione, non dà alcun segnale di stabile ripresa.

Nel corso del 2001, l'OPEC¹¹ è intervenuto tre volte per ridurre il tetto produttivo, per un valore complessivo di 3,5 milioni barili/giorno (tabella 3.11).

Nei due ultimi appuntamenti del 2002 (le Conferenze dei Ministri dell'OPEC del 26 giugno e del 19 settembre), l'Organizzazione ha confermato il tetto produttivo in vigore dall'inizio dell'anno (formalmente fissato in 21,7 milioni barili/giorno, ma di fatto superato da un *output* complessivo del cartello che si avvicina ai 24 milioni barili/giorno).

Per quanto riguarda il terzo trimestre 2002, se si mette al centro dell'attenzione il fattore "stabilità", tra i fondamentali del mercato (domanda, produzione, scorte) non sono i primi due a destare le maggiori inquietudini in quanto, per cominciare dalla domanda, questa è debole ma sembra stabilizzata e, in prospettiva, quella stagionale non può che crescere.

Quanto alla produzione, in particolare, preso atto della decisione OPEC del 19 settembre e dell'inasprimento della tensione internazionale sul fronte medio-orientale, un elemento relativamente rassicurante è obiettivamente rappresentato dai margini produttivi ai quali l'Arabia Saudita dichiara di voler ricorrere in caso di crisi¹² e dalle opportunità che la Russia sembra essere

⁹ Brent, Wti, Ural med.

¹⁰ 1 barile = 159 litri circa

In termini di produzione, 1 barile/giorno equivale mediamente a 50 tonnellate/anno

1 tep (tonnellata equivalente di petrolio) equivale a 7,3-7,6 barili di greggio classificato tra 25 e 40 °API

1 \$/barile = 7,3 - 7,6 \$/tonnellata

¹¹ L'Iraq non partecipa alle iniziative dell'OPEC, in quanto non è obbligato al rispetto del tetto produttivo, bensì al programma di vendite cosiddetto Oil for Food, articolato in fasi (la XII fase va da fine maggio a novembre 2002) autorizzate di volta in volta dal Consiglio di Sicurezza delle Nazioni Unite, sulla base di carichi e contratti specifici, individuati anche sotto l'aspetto del terminale di partenza (Mina-al-Bakr, Ceyan in Turchia, ecc.), del prezzo, della qualità (Kirkuk, Basrah Light, ecc.). L'8 maggio scorso è scaduto il mese di embargo deciso unilateralmente dall'Irak, che ha quindi ridotto l'efficacia dell'XI fase con una perdita economica di 1,2 miliardi di dollari (stima ONU).

¹² Secondo l'Energy Information Administration (EIA), il *surplus* di capacità dei paesi OPEC (il 90% circa della sovracapacità mondiale) è valutato da varie fonti in circa 5 milioni barili/giorno, per la maggior parte detenuti dall'Arabia Saudita.

pronta a cogliere in questo ultimo caso (sarebbe in grado di aumentare la produzione di 700-800.000 barili/giorno).

Tabella 3.11 - Variazioni ufficiali della produzione OPEC. Gennaio 1998-settembre 2002 (milioni barili/giorno)

1/1/98	+2,467
1/4/98	-1,245
1/7/98	-1,355
1/4/99	-1,716
1/4/00	+1,452
1/7/00	+0.708
1/10/00	+0,800
31/10/00	+0,500
1/2/01	-1,500
1/4/01	-1,000
1/9/01	-1,000
1/1/ 02	-1,500

È vero che le scorte di greggio, infine, con riferimento sia all'insieme dei paesi dell'area industrializzata OCSE, sia al più sensibile versante delle scorte USA¹³, cominciano a destare qualche motivo di allarme in collegamento con l'approssimarsi della stagione invernale ma, come suggerisce anche l'AIE, il dato deve essere associato all'inventario delle scorte in prodotti che, nell'area industrializzata, presentano una capacità di copertura della domanda nei termini previsti.

Le decisioni prese nell'ultima Conferenza (la 121^{ma}) dell'OPEC a Osaka del 19 settembre e gli orientamenti emersi nel corso del Forum Internazionale dell'Energia che è seguito due giorni dopo nella stessa città, hanno di fatto creato un clima di distensione nel quale le interruzioni parziali o totale della produzione irachena¹⁴ non sembrano al momento esercitare una forte azione di deterrenza riguardo alle minacce di guerra o ai rischi delle forniture, più di quanto non riesca a farlo la posizione dell'Arabia Saudita, che si manifesta pronta ad intervenire con 2-3 milioni barili/giorno aggiuntivi in caso di interruzione della quota irachena¹⁵.

In tale contesto, la variabile "Russia" rientra con prepotenza nel quadro della revisione strategica che l'amministrazione Bush sta conducendo delle sue strategie tradizionali, modificando patti, alleanze, fonti di approvvigionamento e transiti¹⁶.

¹³ Le scorte strategiche di greggio dei paesi industrializzati dell'area OECD (Organisation for Economic Cooperation and Development) ammontavano a fine settembre 2002 a 895 milioni di barili (corrispondenti a 55 giorni di copertura dei consumi al livello prevedibile per la stagione in arrivo), mentre quelle degli USA erano a quota 580 milioni di barili di greggio, queste ultime corrispondenti ad un prelievo vicino ai 5 milioni barili/giorno per 90 giorni (l'anno precedente, hanno anche superato i 600 milioni di barili). Si veda: "Stocks" in OGJ September 23, 2002 (pag. 5).

¹⁴ Ci si riferisce sia al programma di forniture autorizzate dall'ONU, sia ai flussi di contrabbando "non controllati" che, come si sa, non sono trascurabili rispetto alle prime.

È opinione comune che l'Irak non avrebbe interrotto del tutto le esportazioni e, quindi, che non ha realmente subito il danno economico valutato dall'ONU in 1,2 miliardi di dollari (vedi anche nota 14), ricorrendo al dirottamento della produzione verso la Siria che, nello stesso arco di tempo, si è messa in evidenza per un inspiegabile aumento delle esportazioni del 14%.

Nella prima settimana di giugno le esportazioni di greggio dall'Irak, autorizzate dall'ONU nell'ambito della XII fase (30 maggio-25 novembre) di esecuzione dell'accordo "oil for food", sono state riavviate con un ritmo di 2,6 milioni barili/giorno, in relazione a 75 contratti con compagnie internazionali ad un prezzo medio di 21,70 \$/b.

Ma il vero obiettivo irakeno rimane quello di realizzare il maggior volume possibile di entrate (l'ordine di grandezza è il miliardo di dollari) al di fuori del controllo dell'ONU, attraverso spedizioni di autocisterne in Giordania, trasmissioni in *pipeline* attraverso la Siria, trasporto con *tankers* all'interno delle acque territoriali, anche perché la nuova formula di calcolo dei prezzi, in corso di approvazione al Consiglio di Sicurezza, cancellerebbe il ricorso alla intermediazione finora affidata a fiduciari del regime (generalmente russi e cinesi) e compensata con il pagamento di consistenti commissioni.

¹⁵ Si tenga anche conto di una capacità mondiale inutilizzata che supera i 6 milioni di barili/giorno.

¹⁶ E.Morse, J. Richard: "The New Oil War"- *Foreign Affairs*, March-April 2002

3.1.3.2 Prezzi dei prodotti¹⁷

Riguardo ai prezzi industriali (prezzi al consumo al netto della componente fiscale), l'Europa è stata teatro dall'inizio del 2001 di una diminuzione dei differenziali tra i singoli prodotti: i differenziali relativi a benzina senza piombo, gasolio auto e gasolio riscaldamento sono passati rispettivamente da 3,6 a 2,6 centesimi di euro, da 1,6 a 1,2 e da 4,2 a 3,3.

I prezzi al consumo in UE hanno, invece, fatto registrare un aumento: il prezzo della benzina in aprile era più alto di quello di metà gennaio di 7 centesimi di euro, il gasolio auto di 3 centesimi.

I prezzi industriali italiani, espressi come valori medi nell'anno 2001, in accordo con l'andamento delle quotazioni del greggio e con i prezzi rilevati nei paesi dell'UE, hanno fatto registrare le seguenti variazioni rispetto all'anno precedente:

- benzina senza piombo (contenuto max in Pb di 5 mg/l) -7,4%

La domanda di benzine (16,5 milioni di tonnellate) è stata in diminuzione rispetto al 2000, mentre i volumi di benzina senza piombo sono saliti di oltre un milione di tonnellate (+10,2%), piazzandosi quest'ultima come protagonista (82% del mercato) grazie al fatto che la benzina con piombo è uscita definitivamente dalla produzione.

Al termine dei due anni di proroga concessi all'Italia dall'UE, la benzina con piombo è stata cancellata dal mercato a partire dal 1° gennaio 2002, in attuazione della direttiva comunitaria 98/70/CE.

Una larga gamma di additivi sostitutivi del piombo consente l'eventuale impiego delle vetture che richiedano la presenza di piombo per il corretto funzionamento del ciclo di combustione (numero d'ottano fino a 97).

Viene in tal modo a cadere anche la necessità della doppia colorazione per distinguere le due benzine, colorazione finora legata ai diversi livelli di tassazione.

Fino ad oggi il controllo degli *standard* di qualità delle benzine è stato condotto, attraverso la procedura di verifica del dato analitico ISO 4259, soltanto su un campione.

A partire dal 1° gennaio 2003 l'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici (APAT, già ANPA) e i Laboratori delle Dogane e degli operatori petroliferi dovranno monitorare tutti i parametri segnalati dalla direttiva comunitaria sia per la benzine che per il gasolio, su una popolazione di campioni sufficienti a rappresentare le caratteristiche di qualità dei prodotti distribuiti nel paese.

- gasolio autotrazione -6,3%

La domanda di gasolio autotrazione (20,1 milioni di tonnellate) è cresciuta del 10%, con netta prevalenza della componente autovetture seguita da veicoli industriali e mezzi movimento terra.

- gasolio riscaldamento -7,5%

Il gasolio riscaldamento ha invece avuto una domanda in declino dello 0,9% (3,6 milioni di tonnellate).

Complessivamente, la domanda di gasolio, incluso il settore agricolo e nautica, ha toccato i 25,9 milioni di tonnellate, con un aumento del 5,4% rispetto al 2000.

Si veda anche: International Energy Agency (IEA), *Russia Energy Survey, 2002*.

¹⁷ -Vedi *Relazione Annuale 2002*, a cura dell'Unione Petrolifera e "*Relazione sulla situazione economica nazionale*" - parte B (pg. 70 e segg.) della Banca d'Italia.

- olio combustibile Btz -14,5%

La domanda di olio combustibile si è andata prosciugando fino a quota 14,4 milioni di tonnellate (-13,7% rispetto al 2000), soprattutto a causa del suo minore impiego nella generazione elettrica (soltanto 11,2 milioni di tonnellate nel 2001, il 17,9% in meno rispetto al 2000). Di tale consumo, oltre il 58% è stato oggetto di importazione, con tenori di zolfo inferiori all'1% nel 66% delle partite.

Le variazioni dei prezzi al consumo italiani (valori medi annuali) risultano meno pronunciate in ragione della presenza della componente fiscale:

- benzina senza piombo -2,9%
- gasolio autotrazione -2,8%
- gasolio riscaldamento -5,1%
- olio combustibile Btz -12,4%

Nel 2001 le entrate fiscali complessive dai prodotti petroliferi sono valutate in 64.500 miliardi di lire (33.650 milioni di euro, con un incremento dello 0,9% rispetto al 2000).

Di questi, 45.800 miliardi di lire derivano dalle accise (+1,9%), 18.700 miliardi di lire dall'IVA (-1,6%) (tabella 3.12).

L'aumento del gettito è la somma algebrica di un maggior volume di carburanti immesso sul mercato e di un più basso livello delle accise medie nell'anno.

La flessione delle quotazioni internazionali degli oli minerali nel corso del 2001 ha consentito di compensare alla fine dell'anno la soppressione delle riduzioni di imposta che erano state in precedenza accordate su benzine e gasoli, senza alcun trasferimento sui prezzi finali.

Tabella 3.12 - Entrate fiscali dai prodotti petroliferi

Anno	Imposta di fabbricazione (miliardi di lire)					Sovraimposta di confine	IVA	TOTALE
	benzine	gasolio	Olio combustibile	Altri prodotti	TOTALE			
1998	25.347	18.539	592	2.035	46.513	396	15.300	62.209
1999	23.835	20.040	565	2.020	46.465	355	16.200	63.015
2000	22.300	19.300	500	2.500	44.600	350	19.000	63.950
2001	21.850	20.700	450	2.500	45.500	300	18.700	64.500

Fonte: Stima Unione Petrolifera su dati del Ministero dell'Economia

3.1.3.3 GPL

Si è recentemente avuta qualche novità riguardo alla regolazione del settore.

Una di queste riguarda il GPL-auto, in relazione all'annuncio della prossima uscita sul mercato di un'auto Fiat progettata e costruita appositamente per essere alimentata con GPL: la Multipla G-power (GPL/benzina), che verrà prodotta negli stabilimenti di Arese e che si aggiunge al modello Bipower (metano/benzina).

È previsto che il serbatoio della Multipla G-Power possa essere bi- ovvero mono-bombola, alloggiato sotto il planale all'esterno dell'abitacolo.

L'autonomia di progetto è di circa 620 km con la bombola doppia e di 350 km con il serbatoio singolo, mentre il sistema di alimentazione è separato dal circuito a benzina, d'altra parte come nel modello a metano, ed avviene attraverso l'iniezione nel motore in fase liquida attraverso quattro iniettori di tecnologia avanzata.

Un passo avanti è stato registrato anche riguardo al parcheggio delle auto alimentate a GPL: il Comitato Tecnico-Scientifico per la Prevenzione Incendi ha espresso parere favorevole al parcheggio fino al primo piano interrato delle autorimesse, per cui si attende soltanto che il Ministero dell'Interno abroghi il divieto finora in vigore e aggiorni la normativa nel più breve tempo tecnicamente necessario.

Si ricorda che oltre 1.400.000 automobilisti hanno adottato l'alimentazione a GPL nelle loro vetture e l'accesso allargato a più estese aree di parcheggio nelle autorimesse contribuirà indubbiamente a rendere più libera la scelta tra le diverse tecnologie-auto nella ricerca di opportunità praticabili per la riduzione dell'inquinamento dalle emissioni di motori a benzina, gasolio, ecc.

A proposito di diversificazione delle fonti e di *mix* energetico, è stato fatto osservare da parte delle Organizzazioni industriali interessate che tale tema viene ignorato nel Libro Verde dell'Unione Europea (2001) e non è stato considerato nemmeno dal documento conclusivo della Commissione Attività Produttive della Camera.

Va tuttavia segnalato che il Governo ha presentato nel maggio 2002 un emendamento al testo di uno dei disegni di legge sulla promozione della concorrenza in discussione al Senato, in collegamento con la cosiddetta Finanziaria 2002 (AS/1149), che stanziava un immediato rifinanziamento di 10 milioni di euro dei fondi a suo tempo previsti nella Finanziaria 2001 (legge n. 338), per la incentivazione dell'acquisto di autovetture GPL e la conversione a GPL di auto immatricolate da meno di un anno.

Nel corso della presentazione del Quaderno n. 4 (maggio 2002) dell'Osservatorio per il Settore Chimico del Ministero delle Attività Produttive (MAP), dedicato in particolare al GPL, sono stati messi in evidenza alcuni aspetti settoriali ancora in attesa di soluzione, quali:

- scarsa diffusione delle stazioni di rifornimento;
- mancanza di sedi di "grande stoccaggio" e la difficoltà delle procedure per la installazione di nuovi depositi;
- nuove opportunità da esplorare in relazione all'ingresso sul mercato della tecnologia Gas to Liquids (GTL);
- aggiornamento delle norme di sicurezza da adottare nei punti vendita, in collegamento con la normativa europea;
- superamento del Testo Unico del 1995 in tema di fiscalità, incidenza degli effetti combinati di carbon tax, sconti sul gasolio e sul GPL;
- opportunità di estendere sollecitamente alle organizzazioni industriali del settore l'accordo di programma già stipulato nel dicembre 2001 tra il Ministero dell'Ambiente (MATT), l'Unione Petrolifera e la Fiat.

È stato pubblicato, infine, l'aggiornamento delle tariffe del GPL e degli altri gas per la fornitura ai clienti del mercato vincolato (GU n.103 del 4 maggio 2002), secondo il quale i GPL hanno avuto una riduzione di 0,0296 centesimi di euro/MJ. La riduzione è di 2,2961 centesimi di euro/m³ per il propano con potere calorifico superiore di riferimento pari a 110,07 MJ/m³ (50.24 MJ/kg).

3.1.4 Tecnologie

È lunga la lista dei temi, tra quelli più direttamente coinvolti nelle attività *up-stream*, in cui è possibile cogliere elementi di grande interesse dal punto di vista della innovazione e, in conseguenza, sotto l'aspetto dei conti economici.

Le linee di sviluppo più significativo riguardano:

- la geofisica (monitoraggio del fronte di *waterflooding* con sismica 4D, *seismic while drilling*, *vertical seismic profiling*);
- la perforazione (*underbalanced drilling*, motori di perforazione più efficienti e compatti, sistemi automatici di perforazione direzionata);
- la produzione (sistemi di completamento con strumentazione e sistemi di comunicazione basati su fibre ottiche, *intelligent completion systems*);
- il trasporto (tecnologie di liquefazione più efficienti ed a minor impatto ambientale, tecnologie diverse dal tradizionale Fischer-Tropsch, gas naturale da idrati¹⁸ e conversione del gas in idrati, nuovi *large carriers* ottimizzati per operazioni di carico e scarico più efficienti, trasporto in condotta ad alta pressione).

Ma un tema, in particolare, ha assunto recentemente grande risalto, anche in relazione alla convergenza di circostanze di diversa natura (ambientale, strategica ed economica) intorno ad una maturità tecnologica di recente conseguimento che già alimenta un'attività commerciale: la cattura di CO₂ e la sua iniezione nel sottosuolo. Tale tema è richiamato nel successivo paragrafo 6.1.3.

3.1.5 Organizzazione industriale del mercato

Tra le novità più recenti nell'ambito degli aggiustamenti tecnici con cui l'organizzazione del mercato tenta di ricondurre a ragione i fattori di distorsione dei prezzi, vale la pena di segnalare quanto avviene attorno al *Brent* a causa dei vistosi differenziali tra le quantità negoziate sulla carta nei mercati finanziari ed i volumi fisici effettivamente prodotti che alimentano i flussi commerciali verso le rispettive destinazioni.

Il caso del *Brent*¹⁹, in particolare, investe direttamente l'interesse alla trasparenza sul mercato europeo. Il greggio di origine *Brent* viene ormai prodotto in quantità molto limitate, che vengono gestite da un ristretto numero di 12-15 operatori, mentre i volumi trattati giornalmente tra il mercato *Ipe* (International Petroleum Exchange, Londra) e *Nymex* (New York Market Exchange) le superano di almeno due ordini di grandezza.

È facilmente comprensibile che, anzitutto, le dimensioni del flusso fisico giornaliero di questo greggio sono tali da spingere le compagnie e/o i *traders* a rastrellare il maggior numero possibile di partite giornaliere (circa 55.000 t/giorno) disponibili per completare i carichi dei *very large carriers* (VLCC, fino a 250.000 dwt) noleggiati per il trasporto oltre atlantico e ad accaparrarsi a questo scopo programmi di caricazione molto estesi (più settimane), spingendo molto in alto il prezzo del *Brent* datato²⁰.

In questo ultimo caso i rischi sono coperti da intese di scambio sul mercato dei *futures* (*swaps*), un mercato poco trasparente e di ampio e non facilmente quantificabile impatto volumetrico, dato che gli scambi sono direttamente trattati tra le parti e sono un dato riservato.

Nel corso di un Forum tenuto a Londra il 9 maggio 2002 per iniziativa di Platt's²¹, è maturata una proposta, successivamente approvata, tra gli altri protagonisti del mercato, anche da Petroleum Argus, il maggiore diretto concorrente di Platt's, e diventata esecutiva, finalizzata a far superare il

¹⁸ Energy Economist (May, 2002): "Methane Hydrates: the next unconventional boom?".

¹⁹ Negli ultimi anni è stata sempre più spesso messa in discussione l'attendibilità del prezzo del Brent come dato di riferimento dei greggi trattati nel bacino atlantico. Il motivo principale è l'inarrestabile declino dei giacimenti dai quali viene estratto nel Mare del Nord, che consente una produzione reale intorno a 400-500 mila barili/giorno (circa 20-25 milioni di tonnellate/anno), che si allontana sempre più dai volumi trattati ogni giorno sul mercato *futures* del Brent (75-80 milioni barili), generandosi così una divaricazione tra volume trattato commercialmente e volume effettivamente prodotto, secondo un rapporto 150-200 a 1.

²⁰ Si deve anche precisare che la domanda alta di *Brent* si innesca negli USA in relazione alle quotazioni del WTI (*West Texas Intermediate*). Il differenziale deve, peraltro, essere tale da coprire il costo del trasporto atlantico che, in particolare, per i noli con VLCC nel 2002, si aggira intorno a 30 centesimi di \$/barile. Un aumento del WTI ed il contemporaneo abbassamento del valore del *Brent* possono dar luogo a differenziali fino a 0,8-1 \$/barile (Staffetta Quotidiana del 15 maggio 2002).

²¹ Agenzia universalmente accreditata sul mercato per le rilevazioni sui prezzi del greggio a livello mondiale.

punto critico relativo ai sempre più ridotti volumi di produzione di questo greggio come una delle cause principali di distorsione e manipolazione dei prezzi.

Il dispositivo proposto consiste nel ricorrere ai flussi di produzione di altri due greggi del Mare del Nord, denominati Oseberg e Forties, sull'esempio di quanto è stato già praticato con il collegamento al greggio dell'Oman nel caso del Dubai, il greggio di riferimento negli scambi del bacino asiatico.

In pratica, il prezzo del Brent sarà sostituito da un indice medio ponderato dei prezzi dei tre greggi (BOF: Brent, Oseberg, Forties), ampliando in tal modo la base fisica della rilevazione, senza dar luogo a soggettività e manipolazioni che potrebbero nascere dal ricorso ad uno solo dei tre greggi designati.

3.1.5.1 Scorte

Sulla base della ripartizione predisposta dal MAP²² e in attesa dei provvedimenti attuativi del DL del 31 gennaio 2001 n.22, il totale delle scorte d'obbligo per il 2002 risulta più alto (14.972.000 tonnellate, di cui 335.000 in conto AIE) di circa un milione di tonnellate rispetto a quello fissato a suo tempo per il 2001.

Nel frattempo, è stato approvato lo Statuto dell'Agenzia delle scorte di riserva con un decreto ministeriale del 29 gennaio 2001, che ha consentito di convocare gli Organi collegiali dell'Agenzia istituita con DL n. 32 del 1998 al fine di promuovere la competitività delle imprese e la razionalizzazione delle reti commerciali (efficienza della distribuzione, analisi dei prezzi).

Il 23 agosto 2002 è entrata in vigore (DL 23 luglio 2002, n. 16990) la nuova ripartizione delle scorte d'obbligo di prodotti petroliferi, che annulla e sostituisce la precedente (DL 30 maggio 2002, n. 16979) che era stata allestita su dati errati²³ relativamente alle immissioni al consumo.

Su tutta la materia non mancano le ragioni di disaccordo da parte degli operatori, di Assocostieri e di Unione Petrolifera, che hanno manifestato forti perplessità anche sui nuovi criteri di ripartizione delle scorte e sulla articolazione temporale delle quote in relazione al volume di prodotto immesso al consumo (dal 25% fino al 100%).

L'ammontare delle scorte a carico delle raffinerie risulta di 1.040.000 tonnellate, 420.000 in meno che nel 2001, mentre 13.932.000 tonnellate sono il quantitativo a carico di tutti coloro che hanno immesso al consumo prodotti finiti, assolvendo al versamento delle accise sugli oli minerali o della corrispondente sovrainposta di confine, inclusi anche i titolari dei depositi fiscali ministeriali e prefettizi.

Quanto alla acquisizione delle scorte da parte delle raffinerie c'è da fare osservare che questo è uno dei casi in cui l'aggettivazione *globale* può rivelarsi appropriata, anche se riguarda solo il sistema Europa-Stati Uniti²⁴. L'integrazione, peraltro, funziona soltanto in un senso, in quanto il 50% circa delle benzine consumate in USA viene raffinato in Europa.

Questa complementarità comporta che le compagnie USA guardino con molta attenzione a quanto avviene in Europa, per essere sicuri che non vada sotto la soglia di rischio la base di alimentazione della linea dei prodotti senza perdere di vista, però, i loro obiettivi fondamentali: trarre il più alto profitto dalla propria attività (cioè ridurre le attività di raffinazione e concentrare gli investimenti nell'*up-stream*) e ricondurre al minimo ed al più breve termine l'immobilizzo di capitali (che si traduce nel tenere le scorte²⁵ ad un livello correlato alla funzionalità degli impianti di lavorazione).

²² Pubblicata sulla GU n. 128 del 3 giugno 2002.

²³ *Staffetta Quotidiana*, 26 giugno e 27 luglio 2002.

²⁴ I confini del sistema saranno certamente più larghi a partire dagli anni in cui saranno attive le interconnessioni via *pipeline* dalla Russia, via Kazakhstan/Afghanistan, all'Oceano Indiano e dall'Eurasia al Giappone ed al Sud-Est asiatico.

²⁵ Si veda anche par. 3.1.3.1 (Prezzi del greggio)

La tenuta delle scorte è, pertanto, legata ad una fisiologica aspirazione alla riduzione degli oneri finanziari e, naturalmente, si risolve con la decisione di acquistare all'ultimo momento (un comportamento tattico denominato, non a caso, *just in time*) quanto basta per non andare sotto il livello minimo per garantire la marcia degli impianti di raffinazione in condizioni di sicurezza (*minimum operating requirement*).

È facile rendersi conto che in posizione di debolezza è la raffinazione europea, che deve approvvigionare per essere sicura di potere esportare i prodotti e mantenere così le sue quote di mercato internazionale.

In questo quadro strutturale si inserisce l'ultima proposta del Commissario europeo per l'Energia e i Trasporti (estate 2002), che ha allestito un piano strategico volto a rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti, portando progressivamente da 90 a 120 giorni il volume delle scorte petrolifere obbligatorie.

In ambito comunitario sembra anche confermato l'orientamento secondo il quale è opportuno che anche il gas naturale venga a far parte delle materie prime energetiche soggette all'obbligo strategico delle scorte.

La gestione delle scorte dovrebbe, sia per il greggio che per il gas naturale, essere affidata in ogni paese membro ad un Organo di diritto pubblico, composto di esperti designati dai Paesi membri e nominati dalla Commissione europea.

Detto organismo sarà detentore delle scorte e garante delle condizioni di parità, ai fini della concorrenza, tra gli operatori non raffinatori (importatori e distributori indipendenti) che potranno assolvere all'obbligo dello stoccaggio a fronte di un equo corrispettivo. Esso sarà, inoltre, proprietario di un volume di scorte che rappresenti almeno un terzo degli obblighi di ciascun paese membro e, in caso di interruzione degli approvvigionamenti (materiale o politica), dovrà concordare una strategia di azione comune con gli altri paesi dell'UE.

La gestione delle scorte di gas naturale si presenta più articolata. In attesa che vengano precisate procedure e dimensioni degli *stock* di scorta, l'orientamento prevalente sembra quello di affidare ad ogni Paese membro, oltre allo stoccaggio, la responsabilità di misure di salvaguardia: per esempio, l'interruzione della domanda interrompibile per garantire la continuità della distribuzione del gas, per un tempo determinato e ad utenti che non possano ricorrere a fonti d'energia alternative, e la flessibilità del sistema.

Data la particolare complessità della nuova disciplina, la Commissione sembra orientata ad istituire un Organismo europeo di osservazione presso la Commissione stessa.

La disciplina delle scorte costituisce un tema di trattativa tra Europa, USA e Paesi esportatori. Non a caso, in occasione dell'8th International Energy Forum (Osaka, 21 settembre 2002), è stata avanzata la proposta di istituire un segretariato permanente del Forum, che funzioni da collegamento permanente tra produttori e consumatori.

3.1.5.2 Rete distribuzione carburanti

Nel mese di giugno 2001 si è conclusa l'indagine conoscitiva, avviata nel novembre 2000 dall'Autorità Garante per la Concorrenza e del Mercato (AGCM) su richiesta del MAP, sullo stato di attuazione del processo di modernizzazione della distribuzione (nel corso dello stesso anno, l'Autorità ha chiuso tre delle nove indagini relative ad intese contro la concorrenza).

Nella Relazione sulle attività svolte nell'anno 2002, l'Autorità è tornata sull'argomento per precisare che l'istruttoria è stata, comunque, utile per mettere in evidenza i limiti di un processo di ristrutturazione..... *“ancora insufficiente ad assicurare una effettiva evoluzione in senso concorrenziale del mercato nazionale...”*, riconoscendo che *“...la complessità e varietà delle norme regionali determinano un quadro giuridico estremamente disomogeneo...”*, che influisce, oltre che sulle prospettive di sviluppo delle imprese già presenti sul mercato, anche sullo sviluppo di una potenziale concorrenza.

Sempre nel 2001, il 19 di luglio l'AGCM ha autorizzato, con delibera n. 9773, il Piano volontario di razionalizzazione della rete carburanti presentato dall'Associazione industriale del settore.

Nel piano volontario approvato, l'Unione Petrolifera ha presentato in sequenza la chiusura di circa 3.000 punti vendita ed ha previsto la costituzione di un fondo per supportare le operazioni di smantellamento e di bonifica dei siti sede degli impianti. Il fondo in argomento è alimentato dalla raccolta di contributi degli operatori, previsti nella misura di circa 51.645 euro per impianto.

Il Piano prevede, inoltre, su richiesta dell'Autorità, che una parte degli impianti oggetto di chiusura (in numero di 200-250 impianti) siano offerti a terzi.

Il 24 maggio 2002 è stato firmato il Protocollo d'Intesa con il MATT sui criteri per la bonifica dei 130.000 serbatoi interrati degli impianti stradali ed autostradali della rete carburanti²⁶.

Il mercato della distribuzione autostradale annovera 450 punti vendita, di cui 30 circa gestiti direttamente dalle compagnie petrolifere (6,5%), con una netta prevalenza dell'Agip Petroli (35,5%) sulle altre: Esso (16%), IP (12,3%), Kupit (11,3%), TotalFinaElf (8,4%), Shell (5,4%), Erg (3,9%), Tamoil (3,7%) ed Api (3,5%).

3.1.5.3 Carburanti agricoli

Dal 1° gennaio 2002 è entrato in vigore il DM 14 dicembre 2001, n. 454, che ha aggiornato le modalità di gestione delle agevolazioni fiscali per gli oli minerali impiegati nei lavori agricoli, reintroducendo l'uso di carburanti denaturati.

La nuova regolamentazione, richiesta dalla base dei rivenditori agricoli associati nell'Assopetroli, segue le linee generali impartite dall'AGCM riguardo alla organizzazione del mercato e prevede la possibilità di commercializzare i prodotti anche attraverso i depositi fiscali, oltre ai depositi commerciali veri e propri che finora erano i soli abilitati a tali vendite.

Sembra in tal modo praticabile una maggiore flessibilità del sistema di distribuzione, insieme alla maggiore economicità data dai due apparati intercomunicanti ed integrati in un sistema commerciale aperto.

La nuova legge ha anche innovato le procedure di esecuzione delle operazioni di denaturazione, affidandole agli esercenti dell'impianto commerciale, con la possibilità che siano svolte, previa comunicazione formale, anche sulle stesse linee di trasferimento, comprese quelle di carico delle raffinerie e dei depositi di stoccaggio.

Rientra nell'alveo della cultura della sicurezza il DL n. 9 del 25 febbraio 2000 di attuazione della Direttiva comunitaria 97/23/CE (cosiddetta PED, Pressure Equipment Directive) nata, quest'ultima, dalla esigenza di consentire la libera circolazione sul territorio europeo, in piena sicurezza, delle attrezzature a pressione e dei dispositivi di tenuta sottoposti a pressione massima ammissibile superiore a 0,5 bar.

Entrato in vigore nell'aprile 2000, il DL è rimasto di applicazione facoltativa, ma dal 30 maggio 2002 è di applicazione obbligatoria.

Per rispondere a quanto postulato dall'art. 19 del decreto, che rinvia a successivi interventi di legge la definizione dei requisiti di sicurezza in sede di utilizzazione, sono al lavoro presso il MAP vari gruppi di esperti, istituiti per allestire un documento di base che trasferisca efficacemente, secondo l'indirizzo della Direttiva PED, la normativa di sicurezza alle condizioni di esercizio delle attrezzature a pressione.

²⁶ Sul tema dei serbatoi interrati la sovrapposizione di norme e relative interpretazioni ha generato negli ultimi anni soverchia confusione e incertezza giuridica.

Per cominciare la Corte Costituzionale ha annullato, con sentenza n. 266/01 il Decreto del Ministero dell'Ambiente n. 246/99 per assenza di base legislativa. Nel frattempo le imprese distributrici di carburanti avevano avviato interventi di sostituzione e/o risanamento che hanno dovuto interrompere.

Come se non bastasse, il Ministero dell'Interno ed il MAP stanno concertando uno schema di modifica ad un vecchio DL 280/87 sulla prevenzione incendi, per ripristinare una parte del DM 246/99, in particolare quella relativa ai nuovi serbatoi.

3.1.5.4 Trasporti marittimi

Il tema dei gravi incidenti nei porti industriali e petroliferi è al centro del DL n. 293 del 6 maggio 2001, che definisce le misure necessarie per la loro prevenzione e fissa criteri e procedure per la stesura del Rapporto integrato di sicurezza portuale e del Piano di emergenza portuale.

Nel decreto viene anche specificato che ai mezzi navali che trasportano sostanze pericolose si applica la normativa internazionale, comunitaria e nazionale in materia di sicurezza della navigazione e di trasporto delle merci pericolose.

Rimangono ancora non precisate in sede legislativa, come è stato ricordato anche nel Rapporto Energia e Ambiente dell'ENEA 2000, le definizioni di "porto" e "area portuale", essenziali per la delimitazione delle responsabilità e degli ambiti fisici in cui queste si esercitano.

A tal fine è stato anche proposto (Unione Petrolifera) di fare riferimento ad un Piano Regolatore di Area, concertato con le Autorità locali, per la individuazione dei soggetti rientranti nel campo di applicazione del DL 293/01.

Nel quadro di altre iniziative prese nel corso del 2001, il MATT ha deciso di convogliare in un accordo volontario con Confindustria il testo della Direttiva emanata unilateralmente nel 2001 sulle caratteristiche costruttive delle petroliere ammesse alla movimentazione di greggio nella Laguna di Venezia ed altre proposizioni di tutela ambientale da applicare all'Alto Adriatico²⁷, alle Aree sensibili italiane ed a tutti gli altri porti italiani (tabella 3.13).

Tabella 3.13

Italia – La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti
(Migliaia di tonnellate)

	1973	1983	1993	1995	1998	1999	2000	2001
Augusta (Siracusa)	15.200	10.600	13.570	12.390	14.440	13.450	14.200	13.030
Cagliari	14.550	8.800	12.400	12.130	12.615	13.070	13.200	12.190
Falconara (Ancona)	2.500	2.800	2.785	3.340	3.410	3.365	3.300	3.650
Fiumicino (Roma)	4.050	3.000	3.480	3.680	3.840	3.280	3.580	3.750
Gaeta (Latina)	1.750	—	—	—	—	—	—	—
Gela (Caltanissetta)	550	1.900	3.840	3.840	3.200	2.740	2.590	2.690
Genova-Mulledo (*)	32.900	22.000	19.565	18.600	12.800	13.380	14.160	14.020
La Spezia	4.000	1.050	125	5	—	—	—	—
Livorno	3.950	3.900	3.865	3.175	4.090	3.770	3.710	3.970
Milazzo (Messina)	4.000	1.200	4.100	4.730	7.320	6.450	6.910	6.290
Napoli	3.900	3.650	2.670	—	—	—	—	—
Porto Torres (Sassari)	2.700	—	—	—	—	—	—	—
Ravenna	2.500	1.400	205	235	245	70	60	70
Savona-Vado Ligure	6.400	4.500	5.805	5.790	6.590	6.835	6.490	7.010
Priolo (Siracusa)	9.150	6.300	7.425	8.550	9.730	8.780	8.850	9.750
Taranto	3.350	3.200	3.690	3.405	3.540	2.600	2.530	3.120
Trieste (+)	38.750	20.300	27.100	27.190	35.600	33.070	34.520	35.620
Venezia Porto Marghera	6.800	4.400	5.375	4.940	6.380	5.340	5.600	5.750
Totale	157.000	99.000	116.000	112.000	123.800	116.200	119.700	120.910

(*) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto CEL fino al 1996 (dal 1997 chiuso il tratto Genova-Ingolstadt).

(+) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL.

Fonte: Unione Petrolifera

3.1.5.5 Raffinazione

Anche nel 2001 il settore della raffinazione italiana, in accordo con l'andamento del mercato internazionale, ha registrato un peggioramento dei margini incrementali di raffinazione derivanti dalla lavorazione di un barile di greggio.

²⁷ Vedi par. 3.2.1

Nella distribuzione sulla rete, i margini sono stati mediamente positivi: ad una prima fase calante ha fatto seguito, nel resto dell'anno, un tendenziale recupero.

Nell'extrarete, si sono confermate le condizioni generali di segno negativo.

Il processo di riqualificazione del sistema di raffinazione, che sia funzionale alla razionalizzazione delle attività e al miglioramento della qualità dei carburanti e dei combustibili in relazione alla nuova normativa europea, entrerà in vigore a partire dal 2005.

Quanto alla capacità di raffinazione, il 2001 non ha registrato apprezzabili variazioni nei principali impianti italiani (tabella 3.14).

Anche la capacità *tecnico-bilanciata*²⁸ effettiva è complessivamente rimasta invariata a 100 milioni di tonnellate/anno.

Il totale delle lavorazioni (95,5 milioni di tonnellate) è aumentato dell'1,6% rispetto al 2000, nella piena utilizzazione degli impianti (tabella 3.15), mentre i rapporti di convenienza commerciale trasmessi dai prezzi internazionali hanno indotto a privilegiare le semi-lavorazioni (+24,2%) rispetto all'impiego del greggio (-2,4%).

Si stima che nell'anno 2001 il settore abbia effettuato investimenti per circa 1.000 M€, 465 dei quali nella raffinazione e 535 nella distribuzione.

Oltre il 50% degli investimenti nella raffinazione è stato destinato a coprire impegni di tutela ambientale, dalla miglior qualità dei prodotti alla riduzione delle emissioni; la quota residua è stata invece impegnata sul versante della distribuzione, l'ammodernamento della rete e gli adempimenti ambientali (p.e. l'installazione di sistemi di recupero dei vapori nei depositi e nelle raffinerie)²⁹.

²⁸ La capacità affidata ad impianti di lavorazione secondaria per la produzione di benzine e gasolio secondo specifica.

²⁹ Non rientrano negli investimenti citati per il 2001, i finanziamenti di opere a completamento degli impianti di gassificazione e generazione elettrica presso le raffinerie Api, Isab e Saras.

Tabella 3.14

Italia - La capacità dei principali impianti delle raffinerie (1° gennaio 2002)

	Milioni di tonnellate/anno				Migliaia di tonnellate/anno				
	Distillaz. atmosfer.	Processi termici	Processi catalitici Cracking	Reforming	Isomeriz. naphta (*)	Alkilazione (*)	Mtbe (*)	Eterifi- cazione	Desolf. distillati medi
AgipPetroli - P. Marghera (VE)	4,5	1,20 (1)	—	0,58	200	—	—	—	1.200
AgipPetroli - Sannazzaro (PV)	10,0	1,60 (2)	1,80 1,50 (5)	1,30	450	190	47	—	2.900
AgipPetroli - Livorno	4,2	—	—	0,62	200	—	—	—	1.700
AgipPetroli - Gela (CL)	5,0	2,60 (3)	1,72 1,90 (6)	0,60	—	370	60	200 (11)	2.050
AgipPetroli - Taranto	4,5	2,00 (1)	1,00 (7)	0,80	200	—	—	—	2.300
AgipPetroli - Priolo G. (SR)	11,0	1,40 (2)	1,70	0,36	—	170	50	—	1.050
Alma - Ravenna	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—
Api - Falconara M. (AN)	3,9	3,15 (1)	—	0,56	255	—	—	—	2.040
Arcola - La Spezia	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—
Esso - Augusta (SR)	8,5	—	2,28	0,95	—	320	—	—	3.160
IES - Mantova	2,6	1,20 (2) 0,45 (4)	—	0,33	100	—	—	—	1.200
Iplom - Busalla (GE)	1,75	0,50 (2)	0,40 (5)	—	—	—	—	—	450
Isab (Erg Petroli) - Priolo G. (SR)	12,0	2,58 (2) 1,72 (4)	3,36 (6)	1,56	350	—	—	—	5.038
Raff. di Milazzo - Milazzo (ME)	10,0	—	2,20 1,45 (5) 1,35 (7)	0,57	—	160	60	—	760
Raff. di Roma - Pantano (RM)	4,3	1,75 (2)	—	0,60	260	—	—	—	1.300
Saras - Sarroch (CA)	18,0	2,40 (2)	4,40 5,20 (5)	1,20	—	300	—	300 (11)	3.700
Sarpom - Treocate (NO)	9,0	—	1,60	1,13	390	50 (10)	—	—	2.840
Tamoil - Cremona (*)	5,0	1,95 (2)	0,30 (8)	1,05	420 (9)	—	—	—	1.490
Totale	115,45	24,50	32,16	12,21	2.825	1.560	217	500	33.178

(*) Capacità di produzione.

(1) Visbreaking + Thermalcracking - (2) Visbreaking - (3) Coking - (4) Thermalcracking - (5) Hydrocracking gasolio - (6) Impianto di Gofiner/Mild Hydrocracking - (7) Hydrocracking residui - (8) Impianto di Dewaxing gasolio pesante/Mild Hydrocracking - (9) Totale isomerizzazione - (10) Polimerizzazione - (11) Impianto di eterificazione di benzina leggera di cracking.

(*) Dati relativi al 1° gennaio 2001.

Fonte: Unione Petrolifera

Tabella 3.15

Italia - L'attività delle raffinerie (Milioni di tonnellate)

	1975	1980	1985	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001
LAVORAZIONI	97,7	96,5	76,6	69,7	87,5	92,6	97,0	93,5	94,0	95,5
- greggio nazionale	1,1	1,8	2,3	4,0	5,1	5,8	5,5	5,0	4,5	3,9
- greggio estero	94,7	89,6	63,3	73,8	73,4	78,3	85,6	81,2	82,9	83,4
- semilavorati di importazione	1,9	5,1	11,0	11,9	9,0	8,5	5,9	7,3	6,6	8,2
Altri semilavorati, additivi	7,7	5,1	3,1	4,0	3,5	3,1	3,1	3,4	4,0	3,8
TOTALE MATERIA PRIMA TRATTATA	105,4	101,6	79,7	93,7	91,0	95,7	100,1	96,9	98,0	99,3
- di cui conto committenti esteri	13,0	13,3	7,1	11,8	3,3	5,9	7,2	5,9	6,7	5,5
Capacità di raffinazione	148,0	134,0	116,0	107,0(*)	98,9(*)	100,8(*)	100,2(*)	100,2(*)	100,2(*)	100,2(*)
% di utilizzazione (*)	66	72	66	84	88	92	97	93	94	95

(*) Capacità (a fine anno) supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzina e gasolio secondo specifica.

(*) Riferita al totale lavorazioni.

Fonte: Unione Petrolifera, 2002

La domanda di investimenti che incombe sul sistema raffinazione è in larga parte condizionata dagli impegni presi e da prendere al breve termine in sede comunitaria. Tra i primi ci sono il vincolo della ripartizione degli oneri di riduzione delle emissioni di CO₂ e la Direttiva sulla regolazione del commercio delle emissioni che anticiperà al 2005-2007 la scadenza fissata a Kyoto (2008-2012).

A questo riguardo si sottolineano due aspetti. Il primo riguarda la difficoltà di riguadagnare i ritardi accumulatisi negli anni Novanta: già nel 2000 la CO₂ emessa in Italia superava i 430 milioni di tonnellate, 50 milioni oltre l'obiettivo di Kyoto (per una approssimativa stima economica del credito equivalente, si veda in nota³⁰). Il secondo aspetto riguarda in particolare le raffinerie, le cui emissioni rappresentavano il 5-7% del totale e i cui impianti sono stati negli ultimi anni protagonisti di un significativo salto di qualità, non soltanto sotto l'aspetto delle rese degli *standard* di qualità dei prodotti, ma anche grazie ai benefici derivanti dalla cospicua crescita della autoproduzione elettrica³¹.

Le emissioni associate al maggior volume di combustibili per l'autoproduzione sono aumentate fino a rappresentare, nel 2001, il 30% del totale e, prevedibilmente, a superare tale soglia intorno al 2005.

Queste emissioni più elevate sono da imputare ai processi di raffinazione, ma anche alla produzione di energia elettrica per la quota immessa sul mercato. Non tenere conto di ciò potrebbe introdurre anche elementi di distorsione della competitività dell'industria nazionale sul mercato comunitario, oltre a costituire un fattore di penalizzazione dei conti economici del settore.

È quanto avverrebbe nel caso in cui la Direttiva sull'*Emission trading* dovesse assumere come riferimento, per la definizione del tetto delle emissioni delle raffinerie, un anno più vicino al '90 che al 2001, senza prevedere alcun correttivo: dallo stralcio di una quota corrispondente ai kWh elettrici immessi sul mercato (giudicata la misura più corretta), fino all'adozione di una franchigia, che potrebbe essere fissata al 10% (secondo una richiesta dell'Unione Petrolifera).

³⁰ I costi dei diritti di emissione vengono valutati tra 10 e 40 dollari per tonnellata di emissione gassosa, mentre l'ordine di grandezza corrente dei crediti da vendere o comprare è delle decine di milioni di tonnellate.

³¹ Una forte spinta all'autoproduzione è venuta negli anni Novanta dai provvedimenti di incentivazione della gassificazione e della generazione a ciclo combinato emessi con il decreto cosiddetto CIP 6/92.

3.2 IL GAS NATURALE

È imminente l'apertura completa del mercato nazionale del gas (gennaio 2003), ma non tutto sembra predisposto, anche in relazione al contesto europeo, per andare coerentemente attrezzati ad un così ravvicinato appuntamento.

In particolare, permane il regime di monopolio nella rete di trasporto nazionale.

Dei circa 30.000 km complessivi di condotta che rappresentano la totalità della rete, 29.000 sono di proprietà della SNAM Rete Gas SpA, che controlla anche tutti i gasdotti di importazione del gas naturale proveniente dalla Russia, dai Paesi Bassi, dall'Algeria e dal terminale del gas naturale liquefatto (GNL) di Panigaglia (La Spezia). I restanti sono di proprietà del gruppo Edison.

Nel settore della grande distribuzione commerciale, inoltre, nessuna Regione ha ancora approvato i provvedimenti previsti dal DL 13 marzo 1998, n. 114, che pure prevedeva una scadenza a fine aprile 1999.

Al successo conseguito nel 2001 nel forzare la Norvegia a sciogliere il GFU (Gass Forhandlingsutvalget, ovvero l'organismo che negoziava le vendite di gas in condizione di monopolio), non sono seguiti analoghi o paragonabili risultati con Francia e Germania. Sarà necessario probabilmente attendere la fine degli appuntamenti elettorali del 2002 per cogliere qualche segnale di reale adempimento alla Direttiva 98/30/CE sulla liberalizzazione del mercato³².

Sul fronte dell'offerta esterna, i maggiori problemi sono forse di Gazprom che, contrariamente a quanto avviene sul fronte del petrolio russo, è tuttora sotto il controllo statale e rimane, grazie alle sue esportazioni in Europa, la più ricca fonte di entrate del bilancio dello Stato russo.

A Gazprom compete, oltre al trasporto ed alle vendite di gas, anche la distribuzione e fornitura alle utenze civili: una provvidenza elargita senza corrispettivo al cittadino russo nell'ambito di una cautela di politica sociale non del tutto fuori posto nelle circostanze storiche date.

L'industria russa dell'*up-stream* è vicina al collasso fisico, soprattutto nei giacimenti della Siberia occidentale che vanno rapidamente in declino per una cattiva gestione della produzione ed a causa dello stato di consunzione della rete di trasmissione.

Se la Russia vorrà mantenere le sue promesse come maggior fornitore europeo di gas naturale, dovrà affrontare un'era di radicali trasformazioni. È dall'estate del 2001 che si parla della separazione dei segmenti della filiera gas (produzione, trasporto e vendita), ma si è avuta solo una iniziale e sofferta cessione del 15% della rete ad alcuni *outsider*.

La separazione societaria, se attuata, porterebbe capitale finanziario fresco dalle compagnie internazionali e da quelle regionali, attratte dall'affare del gas russo.

Fino a quando non avverrà nulla di tutto questo, Algeria e Norvegia continueranno a rafforzare le loro posizioni in Europa.

3.2.1 Riserve nazionali e produzione

Nel settore del gas naturale, si conferma il progressivo declino della produzione nazionale, accentuato nelle aree estrattive in terraferma (-20%) rispetto alla produzione *off-shore* (-4%).

Sul versante *off-shore*, in particolare, la crescita relativa della produzione nell'area del Medio Adriatico ha consentito di attenuare la flessione produttiva complessiva.

D'altra parte, come è stato più volte osservato negli ultimi anni, le prospettive di sviluppo della produzione di gas si confermano assai scarse, non solo a causa delle poche e modeste scoperte

³² In Germania, in particolare, qualcosa si muove. I governi locali e regionali stanno vendendo la loro partecipazione negli assetti di monopolio storico; la BP ha fatto altrettanto con le sue azioni della Ruhrgas, passandole alla E.On che è così diventata il maggior azionista di Ruhrgas. ENI e ENBW (Energie Baden-Wurtemberg) hanno acquisito il controllo della compagnia tedesca GVS (Gasversorgung Sueddeutschland GmbH), con il parere favorevole (anche se con riserva) della Commissione europea (GU delle Comunità C203 del 27 agosto 2002).

di nuovi giacimenti, ma anche a causa degli ostacoli di natura autorizzativa e procedurale incontrati nel portare in produzione giacimenti già scoperti.

È immediato il riferimento al caso ormai decennale dei giacimenti dell'Alto Adriatico, ai quali viene associato un volume di riserve di circa 30 miliardi di m³, il cui progetto di coltivazione presentato da ENI, come operatore del gruppo titolare della concessione di coltivazione che comprende Edison Gas e British Gas, era stato recentemente inserito tra i progetti prioritari della Legge Obiettivo predisposta dal Ministero delle Infrastrutture e successivamente approvata dal CIPE (21 dicembre 2001)³³ insieme ad altri interventi nel comparto energetico nazionale (sviluppo della rete di trasmissione elettrica, rete nazionale gasdotti, nuovi terminali GNL, rete di stoccaggio, messa in produzione di nuovi giacimenti di idrocarburi, ecc.).

Il progetto, elaborato successivamente all'ultima delibera della Regione Veneto (2001) che interrompeva definitivamente ogni possibile trattativa sulla fattibilità dei precedenti progetti di valorizzazione delle risorse sia pure sulla base di adeguate garanzie di controllo ambientale, era stato riveduto e aggiornato, appunto per vincere tale opposizione, sia dal punto di vista della salvaguardia ambientale in conformità alle prescrizioni del Decreto Ronchi, sia sotto l'aspetto degli investimenti (portati a 670 milioni di euro). Esso prevedeva lo sviluppo di 15 giacimenti di gas naturale attraverso la perforazione di 83 pozzi e l'installazione di 19 piattaforme fisse, predisposte oltre che alle operazioni di estrazione ed iniezione anche al monitoraggio continuo della subsidenza a garanzia del controllo ambientale su tutta l'area.

L'ultimo colpo di scena, verosimilmente, è venuto dalla approvazione in sede di Commissione Attività Produttive del Senato, di un emendamento all'art. 4, comma 1 della legge del 9 gennaio 1991, n. 9³⁴ che vieta espressamente *... "la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi nelle acque del Golfo di Napoli, del Golfo di Salerno e delle Isole Egadi..."*. L'emendamento approvato estende il divieto citato alle *... "acque del Golfo di Venezia, nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po"*.

Il caso citato dell'Alto Adriatico, d'altra parte ben noto ed ampiamente illustrato nelle precedenti edizioni del Rapporto Energia e Ambiente (anni 2000 e 2001), non è il solo esempio degli effetti distruttivi della divaricazione tra l'adesione di principio alla strategia europea di valorizzazione sostenibile delle risorse ed il particolarismo delle politiche ambientali locali.

Il capitolo Alto Adriatico non è, però, ancora concluso, in quanto lo stesso Presidente della Commissione Ambiente della Camera, parlando verosimilmente a nome dello stesso Organo collegiale, si è detto d'accordo sulla opportunità di presentare un ordine del giorno che impegni il Governo ad adottare ogni possibile iniziativa affinché il divieto di prospezione, ricerca e coltivazione nelle acque del Golfo di Venezia si applichi solo fino a quando una apposita commissione, composta da rappresentanti del Governo, della Regione Veneto e delle compagnie concessionarie di titoli minerari, non abbia definitivamente messo a punto l'analisi dei rischi di subsidenza.

Nel frattempo (nei primi giorni di giugno 2002), il Tribunale della libertà di Rovigo (questa volta, dietro ricorso avanzato dalla Provincia di Rovigo) accoglieva la tesi del PM che conduce un'inchiesta sulla estrazione di gas in Adriatico, individuando un pericolo per la pubblica incolumità negli effetti che l'attività estrattiva potrebbe arrecare all'assetto del delta del Po in corrispondenza del ramo di Goro e disponendo il sequestro preventivo dei giacimenti Naomi e Pandora³⁵, posti a 32 km dalla costa e di Ima e Carola, a 20 km dalla costa, oltre che della linea

³³ All.4 della delibera CIPE.

³⁴ La legge n. 9 è stata, a suo tempo, promulgata in attuazione del Piano Energetico Nazionale.

³⁵ Naomi e Pandora sono in attività dall'agosto 2001, realizzando peraltro una produzione annua molto contenuta (circa 70 milioni

subacquea di collegamento delle piattaforme con la Centrale di trattamento del gas di Casalborsetti³⁶.

Di fatto, la produzione nazionale di gas naturale nel 2001 è diminuita, rispetto al 1994, di circa il 25%, passando da 20 miliardi a poco più di 15 miliardi di m³ (figura 3.4).

Le riserve accertate italiane ammontano a 215 miliardi m³, corrispondenti a 15 anni circa di produzione ai livelli attuali.

Non sono mancati, però, alcuni successi nella ricerca di idrocarburi, specie nell'*off-shore*, che potrebbero portare ad una stagione di rilancio del parco riserve.

Uno di questi è associato alla importante scoperta fatta dall'ENI/div. Agip (in *joint-venture* con Edison Gas al 25% e British Gas al 37,5%) nel mare di Sicilia con il pozzo Panda 1 che, sotto un battente d'acqua di 460 metri al largo di Agrigento, ha individuato a 1.800 metri di profondità una formazione mineralizzata a gas. Le prime valutazioni fanno riferimento a riserve coltivabili dell'ordine dei 9-12 miliardi m³, ma è necessario attendere gli esiti di un secondo pozzo esplorativo per avere più sicuri elementi di giudizio.

La scoperta apre le prospettive di ritrovamenti anche nel tema "gas" nell'*off-shore* siciliano dove, negli anni Settanta, si erano registrati significativi successi in campo petrolifero con i giacimenti di Nilde, Mila, Perla e Vega.

La scoperta di Panda 1 potrà assumere una importanza decisiva nel trasmettere all'*up-stream* italiano un *input* di rinnovata convinzione³⁷ nella necessità di esercitare il massimo sforzo per la valorizzazione delle risorse nazionali, e di premere sulle istituzioni ed i comportamenti amministrativi perché si confrontino con tale necessità.

Vale la pena di ricordare che, tra la richiesta nel 1996 dei permessi di ricerca nel Canale di Sicilia (tra i quali quello relativo a Panda 1), e la concessione delle autorizzazioni nel 1999 erano passati tre anni. La circostanza del pozzo Panda 1 e, soprattutto, del suo successo potrebbe essere la buona occasione per dimostrare che è possibile accorciare i tempi per avviare rapidamente le nuove scoperte alla fase dello sviluppo (vedi par. 3.2.4, Tecnologie).

La proposizione è tanto più significativa, in quanto le acque territoriali del Canale, come tutto l'*off-shore*, sono soggette alla legislazione nazionale ed alla giurisdizione dell'amministrazione centrale.

Per quanto riguarda specificamente la "distribuzione nazionale dell'energia", attività specificamente associata alle competenze locali nel nuovo assetto istituzionale, è stato da più parti fatto osservare che affidarla esclusivamente alle competenze regionali, secondo una applicazione rigida e sbrigativa della norma, sarebbe in contraddizione con il concetto di "sistemi di rete" oltre a costituire un meccanismo permanente di vanificazione delle strategie nazionali unitarie.

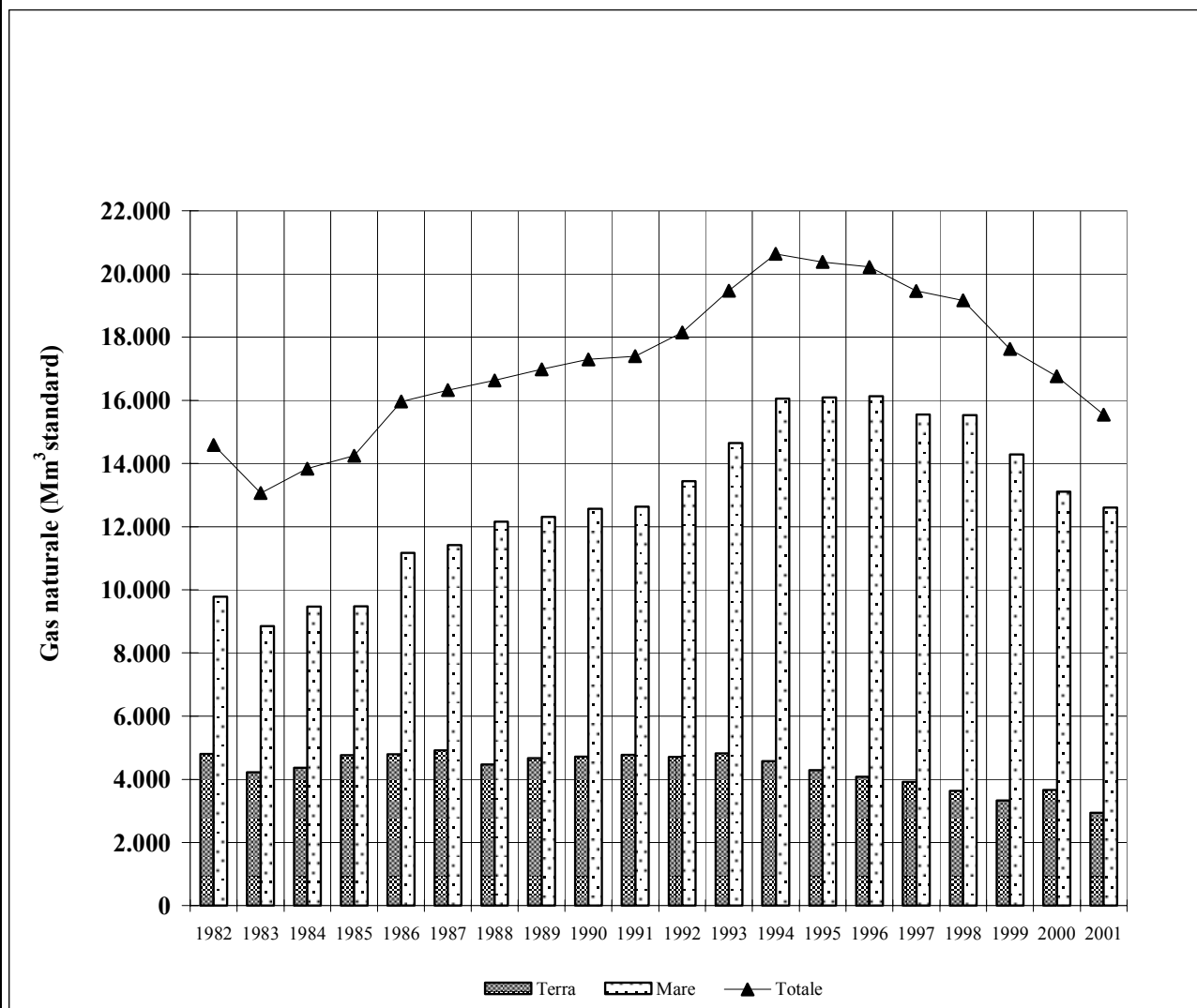
Smc di gas).

³⁶ Il sequestro è stato momentaneamente sospeso a seguito del ricorso dell'ENI in Cassazione e fino alla sentenza definitiva.

³⁷ Non è irrilevante, tra l'altro, la corrispondenza che si potrà stabilire tra questo evento ed i risultati dell'attività di esplorazione che ENI ha intrapreso in un'area dell'*off-shore* a Nord-ovest di Malta, avuta in concessione dal governo di quell'isola a metà 2002.

Figura 3.4 - Produzione di gas naturale. Anni 1982-2001 (Mm³ standard)

Anno	Terra	Mare	Totale
1982	4.806	9.783	14.589
1983	4.222	8.845	13.067
1984	4.367	9.469	13.836
1985	4.767	9.478	14.245
1986	4.792	11.171	15.963
1987	4.909	11.415	16.324
1988	4.474	12.159	16.633
1989	4.667	12.311	16.978
1990	4.721	12.575	17.296
1991	4.768	12.631	17.399
1992	4.710	13.440	18.150
1993	4.823	14.650	19.473
1994	4.582	16.055	20.637
1995	4.290	16.093	20.383
1996	4.086	16.132	20.218
1997	3.919	15.543	19.462
1998	3.636	15.528	19.164
1999	3.332	14.292	17.624
2000	3.661	13.105	16.766
2001	2.936	12.611	15.547
Totale	86.468	257.286	343.754
Media	4.323	12.864	17.188



Fonte: Ministero Attività Produttive, 2002

Un riferimento emblematico, al riguardo, è costituito dal cosiddetto “tributo ambientale” sul gasdotto che trasporta il gas algerino, e naturalmente interesserà anche il trasporto del gas libico, attraverso la Sicilia. Dopo il tentativo fallito della scorsa legislatura, bloccato dal Commissario governativo in quanto giudicato incostituzionale ed in contrasto con la Legge n. 164/2000, l’Assemblea siciliana ha inserito nella legge finanziaria regionale (Art. 9 della legge 298 “Disposizioni programmatiche e finanziarie per l’anno 2002”) un emendamento teso a superare la versione iniziale della sovrattassa con una nuova formulazione: “... *allo scopo di finanziare investimenti finalizzati a ridurre e prevenire il potenziale danno ambientale derivante dalle condotte installate sul territorio della Regione siciliana, è istituito un tributo ambientale il cui gettito è destinato a finanziare iniziative volte alla salvaguardia, alla tutela e al miglioramento della qualità dell’ambiente con particolare riguardo alle aree interessate dalla presenza di tali condotte*”.

Viene affermato, di seguito, che il presupposto del prelievo fiscale è il principio di proprietà delle linee del gasdotto che attraversano il territorio siciliano.

Rispetto alla previsione del gettito di prima versione (160 miliardi di lire), l’effettivo stanziamento viene indicato in circa 240 miliardi di lire (circa 124 M€), avendo fissato il tributo nella misura di 153 euro per m³ di gas in transito. La messa in atto della riscossione viene rimandata alla emanazione di un regolamento apposito, in cui verranno precisate anche le sanzioni in caso di inadempienze e altre particolarità.

Era inevitabile che Snam Rete Gas (SRG) decidesse di avviare le azioni del caso per bloccare la validità del decreto. Risulta che, pagate le rate mensili del tributo, SRG ha fatto seguire a ciascuna di esse una istanza di rimborso di quanto già versato e un ricorso alla Unione europea in cui vengono messi in evidenza gli aspetti di illegittimità del provvedimento:

- violazione della norma costituzionale che vieta impedimenti alla libera circolazione di beni e persone sul territorio nazionale;
- violazione delle norme comunitarie relative alla prescrizione di dazi doganali e imposizioni fiscali della stessa natura sulla movimentazione del gas naturale;
- mancato rispetto del principio di coordinamento tra Stato e Regioni, avendo la Regione Sicilia preso posizione prima che l’Amministrazione centrale emanasse disposizioni specifiche sulle procedure di coordinamento della finanza pubblica e del sistema tributario.

Nel giro di poco tempo, altre Regioni hanno deciso di seguire l’esempio della Sicilia: tra queste il Friuli-Venezia Giulia, che ha aperto un suo dossier “tributo ambientale”. In questo caso, la tassa andrebbe a gravare non solo sul gas naturale ma anche sul petrolio, con l’oleodotto che attraversa la regione. La Regione Friuli Venezia Giulia, infatti, oltre ad ospitare la stazione di arrivo del gasdotto Tag, che nel 2001 ha trasportato in Italia 28,5 miliardi m³ dalla Russia, è attraversata dall’oleodotto Tal, gestito dalla società Siot che, nello stesso anno, ha movimentato circa 36 milioni di tonnellate di greggio estero su estero.

La base imponibile del tributo ambientale, sarebbe costituita dai volumi, misurati in m³, trasportati dal gasdotto e dall’oleodotto, ed i soggetti passivi individuati sono i titolari della proprietà delle condotte. Su queste ultime sarebbe previsto uno sconto del 10% per i tratti ricadenti su suolo privato. Il gettito previsto per il 2002 è stimato intorno a 50 M€. Il 4 giugno 2002 ha avuto luogo un primo incontro interlocutorio tra l’assessore alle Finanze della Regione e una rappresentanza dell’Unione Petrolifera e della società Siot per un primo confronto sul tema, in attesa che si concluda il contenzioso con la Regione Sicilia anche in sede di UE.

Altra questione aperta, sia pure di minor rilievo ma che potrebbe diventare emblematica come verifica della congruità degli indirizzi tra Stato e Regioni, riguarda la destinazione che potrà trovare la Sarcis, società pubblica dell’Ente Minerario Siciliano in via di liquidazione, di proprietà ENI al 10%.

Infine, sotto l'aspetto della individuazione dei fattori che possono concorrere alla ricostituzione di un ben definito interesse industriale a cercare nello sviluppo di nuovi giacimenti un ritorno sugli investimenti, va osservato che a questo fine il DL 164/2000³⁸ (art. 5) contiene la formulazione di precise misure di sostegno alla valorizzazione dei giacimenti marginali di gas attraverso l'impiego di mezzi finanziari che derivano dal prelievo fiscale sull'estrazione di gas naturale e non gravano sul bilancio statale.

Come è già stato fatto notare in relazione alle opportunità che le nuove condizioni di mercato liberalizzato potranno garantire se pienamente realizzate, anche una produzione nazionale di livello marginale può svolgere un ruolo strategico, non soltanto dal punto di vista della valorizzazione delle risorse nazionali, ma anche come strumento territoriale per l'attuazione di una politica di gestione della domanda nel tempo e nello spazio attraverso l'offerta di un *mix* di fonti energetiche integrate, ed a condizione di promuovere e realizzare una rete di stoccaggio di gas naturale la cui efficacia, in termini di localizzazione, di capacità e di flessibilità valorizzi al massimo il carattere marginale delle risorse.

Anche il documento conclusivo dell'indagine della Commissione Attività Produttive della Camera, svoltasi tra il novembre 2001 e l'aprile 2002, assegna un ruolo primario all'*up-stream* nazionale nella strategia della valorizzazione dei giacimenti nazionali e della diversificazione delle fonti, indicando in adeguati strumenti normativi l'incentivazione degli investimenti e la semplificazione delle procedure per l'ottenimento dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione.

Nello stesso documento, accanto ad una convinta perorazione per lo sviluppo dei gasdotti e dello stoccaggio e il varo immediato di almeno uno dei nuovi terminali GNL, viene evocata per la prima volta in un documento istituzionale italiano l'utilizzazione della tecnologia Gas To Liquids (GTL)³⁹ per la produzione di combustibili sintetici derivati dal metano. Il ricorso a tale tecnologia viene invocato anche in relazione alla valorizzazione del gas naturale (di valore marginale) associato alla produzione nazionale di greggio.

Esso attualmente viene bruciato in torcia in mancanza di soluzioni logistiche e tecnologiche che consentano di superare i vincoli economici posti dal duplice condizionamento derivante dalla marginalità delle portate produttive di gas in questione e dalla lontananza dal mercato.

3.2.2 Importazione

In Italia il gas di importazione si immette nella rete nazionale attraverso quattro porte di accesso, appositamente realizzate a suo tempo dalla SNAM in connessione con la stipula dei contratti di importazione da Russia, Olanda e Algeria e, generalmente, in associazione con le compagnie del gas dei paesi attraversati dal flusso di importazione. Un terminale di ricezione di GNL è ubicato sulla costa ligure a Panigaglia (La Spezia).

Un caso particolare riguarda le importazioni da parte dell'ENEL di GNL di provenienza nigeriana (3,5 miliardi m³/anno).

Il MAP ha reso noto a fine luglio 2002 che la capacità di trasporto ai punti di interconnessione della rete nazionale con la rete internazionale, tra i quali anche il terminale GNL di Panigaglia, ha fatto registrare una espansione cumulativa di 20,6 milioni m³/giorno, pari a circa 7 miliardi m³/anno, rispetto all'anno termico 2001 (1 ottobre 2000 - 30 settembre 2001).

³⁸ DL di liberalizzazione del mercato del gas naturale, in attuazione della Direttiva 98/30/CE della UE.

³⁹ Vedi REA 2001 al paragrafo Tecnologie.

Tale espansione è la sommatoria di variazioni di capacità, non tutte positive, che sono individuabili rispettivamente:

- al punto di ingresso nord-orientale di Passo Gries grazie all'entrata in servizio della centrale di compressione di Masera (da 43 a 61,5 milioni m³/giorno);
- al punto d'ingresso di Mazara del Vallo (87 milioni m³/giorno, in leggera diminuzione);
- al punto d'ingresso di Tarvisio (da 64,9 a 74,6 milioni m³/giorno).

L'importazione nazionale via gasdotto si presenta strutturalmente non modificata rispetto alle linee di flusso dell'anno 2000 (tabella 3.16).

Tabella 3.16

Importazioni di GN (via gasdotto e GNL) in Italia, 1995-2000 (mld/mc/a)						
	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Gasdotto	34,96	37,32	37,25	40,60	46,61	53,60
Algeria	17,44	19,08	18,50	20,90	24,64	25,50
Paesi Bassi	3,62	4,50	5,00	3,00	2,87	6,10
Russia	13,90	13,74	13,75	16,70	19,10	22,00
GNL	0,05	-	1,90	2,10	2,80	5,18
Algeria	0,05	-	1,90	1,90	2,06	2,50
Nigeria	-	-	-	-	0,50	2,20
Qatar	-	-	-	-	0,04	0,08
Altri	-	-	-	0,20	0,20	0,40
Totale	35,01	37,32	39,15	42,70	49,41	58,78

Fonte: MCC, 2002

Il 93% del gas di importazione viene trasportato in gasdotto fino ai punti di ingresso in Italia. I diritti di trasporto che gli importatori pagano sulle linee di trasporto estere vengono corrisposti per la quasi totalità a società del gruppo ENI, che a suo tempo ha finanziato e realizzato quelle infrastrutture.

Il 6,5% del gas importato nel 2001 è stato trasportato in fase liquida (GNL) via mare ed è stato rigassificato nel terminale di Panigaglia dalla Snam Rete Gas.

Nel 2001 i maggiori importatori italiani sono ENI (85%) ed ENEL (11%), seguiti a distanza da Edison.

Attraverso il Transmed (Transmediterranean Pipeline Co. Ltd.⁴⁰) vengono importati dall'Algeria circa 26 miliardi di m³ di gas naturale, di cui 20 miliardi ENI e 4 miliardi ENEL.

Il gasdotto Transitgas⁴¹, via Svizzera, adduce dall'Olanda e dalla Norvegia rispettivamente 10

⁴⁰ TTPC-TMPC: Società a partecipazione mista italo-algerina, con quote paritarie di ENI e Sonatrach.

TTPC Ltd., società interamente controllata da SNAM, detiene i diritti di trasporto nel tratto di gasdotto che attraversa la Tunisia, di cui è unica proprietaria la SotuGas, impresa di Stato Tunisina. La SNAM detiene anche una partecipazione al 66,7% in SerGas, l'operatore che gestisce il tronco tunisino del gasdotto.

TMPC Ltd, società paritetica tra SNAM e Sonatrach (impresa di Stato Algerina), possiede il tronco di attraversamento del Canale di Sicilia e i relativi diritti di trasporto.

⁴¹ TENP-TransitGas collega i Paesi Bassi al Passo di Gries (Italia) attraverso Germania e Svizzera. Il tratto tedesco è di proprietà della società TENP GmbH, i cui azionisti sono SNAM (49%) e Ruhrgas (51%).

I diritti di trasporto sono della Trans European Natural Gas Pipeline Finance Co. Ltd., compagnia alla quale partecipano pariteticamente SNAM e Ruhrgas.

Il tratto svizzero della linea ed i relativi diritti di trasporto sono detenuti dalla TransitGas AG, di cui sono azionisti SNAM (46%),

e 6 miliardi di m³, di cui è acquirente la sola ENI, anche se parte della fornitura viene ceduta direttamente alla frontiera alle società Dalmine e Sondel.

Dalla Russia vengono importati attraverso il gasdotto Tag⁴² 28,5 miliardi di m³, di cui 26 per l'ENI e 2,5 a Promgas (Edison).

Il terminale GNL di Panigaglia di Snam Rete Gas⁴³ conferisce alla rete 3,5 miliardi di m³.

Il quadro infrastrutturale di accesso alla rete nazionale si è, però, arricchito tra il 2001 e l'anno in corso di vari progetti che riguardano sia terminali di GNL che *pipelines*. Tra questi ultimi, un progetto è entrato in fase di realizzazione.

Si tratta della *pipeline* Green Stream, che porterà dalla Libia, partendo da Tripoli con arrivo nei pressi di Gela, 8 miliardi di m³, dei quali 4 miliardi da consegnare per contratto a Edison Gas, 2 a Energia (Cir) e 2 a Gaz de France.

Un secondo progetto, non ancora avviato, riguarda una nuova *pipeline* di circa 1.400 km dall'Algeria, con partenza da El Kala ed arrivo nei pressi di Cagliari, attraversamento in terraferma fino ad Olbia e stazione finale a Castiglion della Pescaia (Grosseto), con una prevista diversione in Corsica ed eventuale proseguimento fin sulla costa meridionale francese. Il progetto è finanziato da Sonatrach (50%), ENEL (35%) e Wintershall (15%), con una opzione di inserimento a favore di due compagnie (Promegas e Sirifis) con partecipazione di capitale della Regione Sardegna.

Per quanto riguarda il potenziamento del versante GNL, le iniziative in cantiere comprendono:

- tre progetti di terminali dell'ENEL in alternativa tra di loro, localizzati in aree industriali dismesse, rispettivamente a Taranto (5-9 miliardi di m³), Vado Ligure (5 miliardi di m³) e Muggia (Trieste, 4 miliardi di m³);
- un terminale nell'*off-shore* di Rovigo (5-6 miliardi di m³), per il quale Edison ha pressoché completato l'iter autorizzativo;
- un progetto di terminale a Brindisi della British Gas (4-12 miliardi di m³);
- due progetti di terminali *off-shore* al largo di Livorno e Trieste (2 miliardi di m³ ciascuno), allestiti assai recentemente e che, sulla base delle prime informazioni al riguardo, si inseriscono nella tipologia *off-shore floating terminal* (OFT), in quanto navi adattate alle procedure GNL sulla base di tecnologia posseduta dalla Moss Maritime, compagnia norvegese da poco acquisita dalla Saipem del gruppo ENI.

Il terminale previsto a Trieste sarebbe anche destinato ad essere utilizzato dall'Austria per eventuali *swap agreements*, in collegamento con l'esistente gasdotto austriaco.

- due progetti di terminali *on-shore* a Lamezia Terme (Catanzaro) ed a Corigliano Calabro (Cosenza), per 8 miliardi m³ ciascuno.

Per i quattro ultimi progetti, in alternativa, la richiesta di concessione è stata avanzata da un gruppo di operatori privati collegati in Cross Energy (Falck).

I tempi tecnici delle attività autorizzative e cantieristiche sono tali da far escludere il contributo dei terminali in progetto da un bilancio domanda/offerta che abbia un orizzonte

Swissgas 51%) e Ruhrgas (3%)

⁴² Trans Austria Pipeline, che collega Baumgarten (al confine tra Austria e Slovacchia, punto di consegna del gas russo) a Tarvisio (Italia), attraversando l'Austria.

Il gasdotto è di proprietà della società austriaca OMV, mentre i diritti di trasporto sono detenuti da dalla compagnia Tagfinco, di cui SNAM possiede il 91%.

⁴³ Dei 7 terminali europei destinati alla movimentazione del GNL (31 nel mondo), è l'unico italiano (proprietà SNAM). Il 33% dei 3,5 miliardi di metri³ immessi in rete è stato rigassificato per conto di ENEL, nell'ambito dell'accordo *swap* con Gaz de France, mentre il 14% è stato lavorato per Edison sulla base di contratti *spot* definiti di volta in volta.

temporale anteriore al 2006/2010. Da un sommario calcolo, che metta in conto un solo progetto tra quelli in alternativa presentati dall'ENEL (3) e da Cross Energy (4), risulterebbe possibile l'accesso ad un totale di 88,5 miliardi di m³ di gas attraverso la somma dei gasdotti esistenti e di quelli in progetto, e a 46 miliardi di m³ attraverso i terminali GNL.

È un volume cumulativo di importazione annua che supera ampiamente anche le più larghe previsioni al 2010 (100 miliardi di m³/anno), pure tenendo conto del fatto che il secondo gasdotto Algeria-Italia via Sardegna è un progetto strategico ancora in discussione.

Sull'orizzonte delle importazioni di gas⁴⁴ da paesi extra-UE, in particolare da Algeria e Libia, si addensano però alcune ambiguità e fattori di controversia.

Nel caso venisse definitivamente approvato l'emendamento all'art. 15 ("Potenziamento delle infrastrutture per l'importazione di gas") del "collegato" n. 2031 in materia di applicazione della Legge 164/2000 sulla promozione della concorrenza⁴⁵, le tariffe di trasporto fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) per l'anno termico ottobre 2002 - settembre 2003 "non si applicano più alla parte dei gasdotti ubicata entro il mare territoriale italiano".

Le trattative per le importazioni rimarrebbero in tal modo, o tornerebbero ad essere, strettamente riservate, senza possibilità di controllo da parte dell'AEEG sui costi del trasporto, riaprendosi così, per altra via, la possibilità di consentire di fatto la creazione o il mantenimento di posizioni di monopolio.

Si ricorda che le compagnie interessate alle importazioni da Algeria e Libia sono ENI, ENEL, Italgas (Edison) ed Energia (Cir).

Tra gli operatori coinvolti nelle "cessioni alla frontiera" si sostiene che si tratta di "cessioni di capacità di trasporto" lungo le rotte internazionali, che prevedono anche contratti di acquisto nei casi in corrispondenza dei quali risultino disponibili eventuali spazi per import aggiuntivo.

Si sostiene anche che, d'altra parte, non si può trascurare il fatto che i paesi esportatori, oltre che fornitori, sono anche comproprietari della linea di trasporto (p.e. l'Algeria nel Transmed) e che tale doppia posizione li rende interlocutori molto sensibili a tutte le proposte che intaccano o interrompono la lunga stagione dei contratti *take or pay*, tra queste la richiesta di cancellare le clausole di destinazione.

Sotto questo aspetto, è opportuno tenere anche conto delle circostanze e dei vincoli di politica interna in cui si muovono i paesi esportatori: ad esempio, l'Algeria si accinge ad affrontare un programma di liberalizzazione sia pure parziale del mercato dell'energia e, quindi, avverte in modo particolare l'esigenza di non privarsi di garanzie e coperture a medio e lungo termine, perdurando il cedimento generalizzato dei mercati finanziari.

Si è tenuto ad Algeri il 6 settembre il Forum dei Paesi Esportatori di Gas (FGEC), convocato da Algeria e Russia per affrontare la prospettiva della liberalizzazione dei mercati nazionali europei, anche in relazione della congiuntura economica internazionale.

Il Forum si è tenuto a porte chiuse, con la partecipazione dei 10 paesi fondatori del FGEC⁴⁶, di rappresentanti dell'UE (il portoghese P.M. de Sampaio) e delle maggiori compagnie importatrici, tra cui l'ENI.

A seguito di queste ed altre analoghe iniziative, non mancano i motivi per intravedere una progressiva aggregazione degli interessi comuni dei paesi esportatori di gas naturale in un vero e proprio cartello, una sorta di "OPEC del gas", obiettivamente in grado di condizionare il processo di liberalizzazione del mercato europeo⁴⁷.

⁴⁴ Il quadro previsionale delle quali viene illustrato al par. 3.2.2

⁴⁵ L'emendamento ha superato nel febbraio 2002 l'esame della Commissione Attività Produttive della Camera.

⁴⁶ Che diventano 15, se si contano le nuove presenze al Forum (Bolivia, Libia, Egitto e Venezuela), nonostante l'assenza di Norvegia e Turkmenistan. Si consideri che la metà di questi paesi fa anche parte dell'OPEC e che i 15 paesi, messi insieme, possono vantare una potenzialità produttiva di gas naturale più alta di quella che l'OPEC può dispiegare nel petrolio.

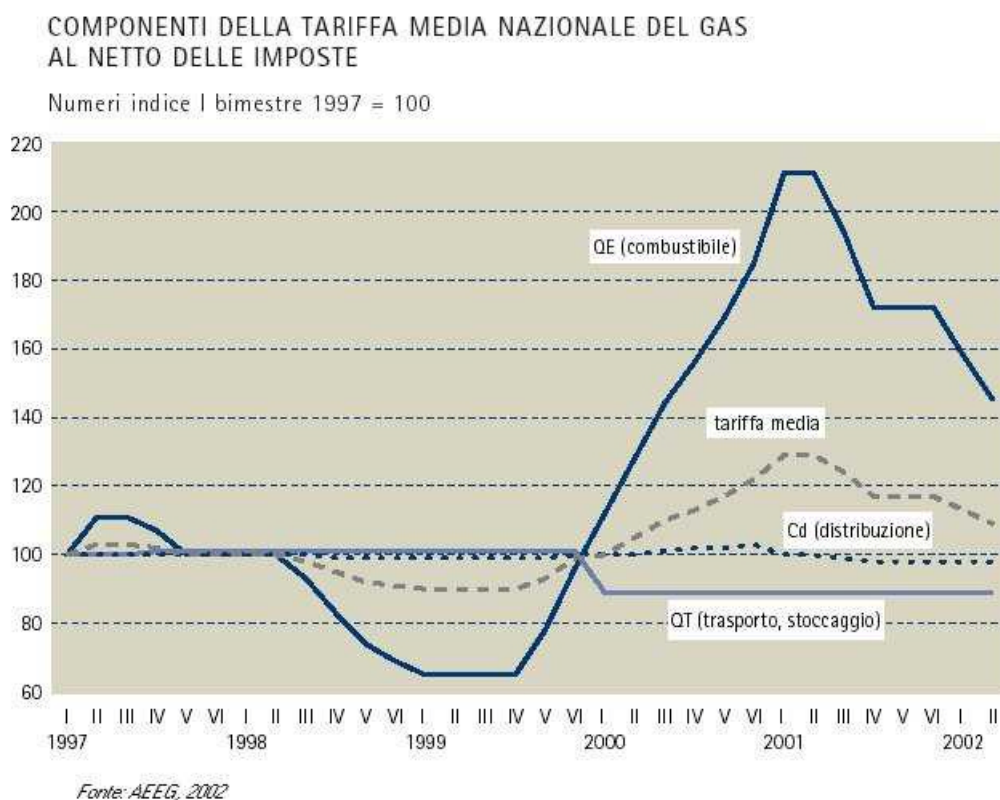
Essi, infatti, alimentano il 63% del commercio mondiale di gas naturale, mentre l'OPEC copre meno del 47% del mercato del greggio, e controllano l'84% del mercato del GNL (*Staffetta Quotidiana*, 14 settembre 2002- pg.10-11).

⁴⁷ Per completezza di analisi, si deve anche notare che la costituzione di un cartello dei paesi esportatori di gas trova un limite strutturale nel fatto che non esiste un mercato mondiale del gas, a causa degli alti costi del trasporto e della rigidità delle forniture,

3.2.3 Prezzi

Il fattore prezzi è una componente fondamentale della dinamica domanda/offerta, che alimenta lo sviluppo di un libero mercato ma, al di là delle dichiarazioni di principio, non è cambiato molto in Europa dal punto di vista delle condizioni che presiedono alla formazione dei prezzi. Il numero limitato di fonti di approvvigionamento, la stagnazione del volume di riserve di gas naturale coltivabili nei principali paesi dell'UE e, per finire, il perdurare del regime dei contratti a lungo termine⁴⁸, continuano a precludere ai prezzi del gas i proclami benefici di una effettiva liberalizzazione⁴⁹ (figure 3.5 e 3.6).

Figura 3.5



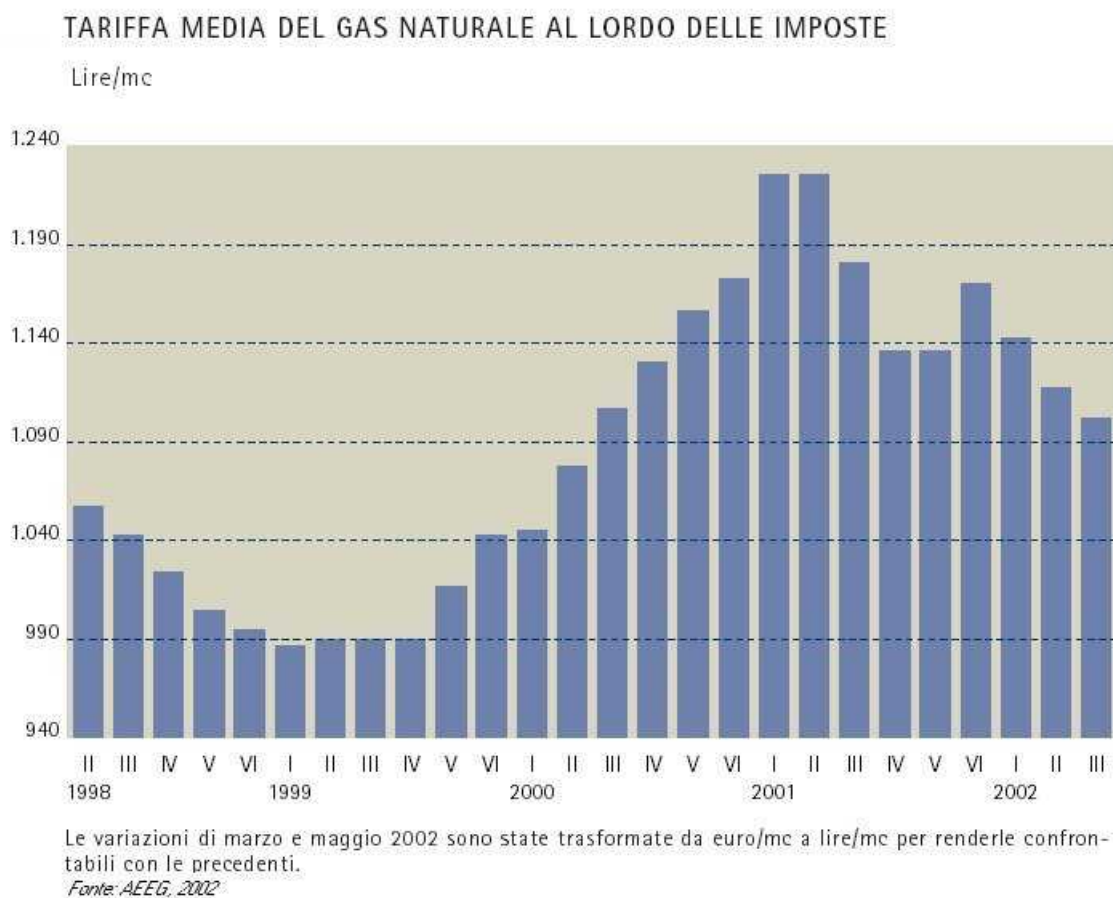
mentre è attiva una larga pluralità di mercati regionali.

Secondo una famosa affermazione pronunciata da Winston Churchill 90 anni fa, *“la certezza del petrolio sta nella varietà e soltanto nella varietà”*, come ricorda anche D.Yergin, in particolare per gli Stati Uniti (D. Yergin: *“US energy security lies in diversified supplies”* – OGJ September 2002).

⁴⁸ L'80% circa delle importazioni viene da contratti stipulati prima dell'entrata in vigore del DL 164/2000.

⁴⁹ Anche se uno *spot-market* embrionale inizia a manifestarsi alla stazione di Zeebrugge (Belgio).

Figura 3.6



In Europa continentale il prezzo medio del gas naturale nei contratti internazionali ha toccato i 4,1 \$/Mbtu nei primi 11 mesi del 2001, mentre nel 2000 era risultato di 3,9 \$/Mbtu⁵⁰.

In Europa continentale il prezzo del gas naturale è fortemente ipotecato dalle scadenze a 20-25 anni (a copertura degli ingenti investimenti negli impianti fissi) poste nei contratti *take or pay* (TOP) vigenti (tabelle 3.17 e 3.18) e che tuttora vengono negoziati sotto la copertura di un opportunistico malinteso innescato sul vincolo politico della sicurezza degli approvvigionamenti.

Il negoziato sui termini dei contratti TOP avviene con riferimento a ben determinati parametri (prodotti sostitutivi, olio combustibile, gasolio, potere calorifico, costi di trasporto, stoccaggio, destinazione commerciale, regime fiscale nel paese di importazione e, naturalmente, il *Brent*) ed a ben concertati coefficienti di correlazione tra i prezzi del greggio e quelli del gas e di ritardo temporale nella trasmissione degli effetti dal primo al secondo⁵¹.

Ciascuno dei fattori citati ha una collocazione funzionale al contratto a lungo termine nel suo insieme; anche il parametro apparentemente più trasparente e rotondo può nascondere appigli ai

⁵⁰ *Bulletin of Cedigaz*, February 2002.

Nell' arco del 2000, sul mercato degli Stati Uniti (Henry Hub), il gas è passato da 2,16 a ben 9,68 \$/Mbtu (verosimilmente a causa della insufficiente capacità di approvvigionamento ma, soprattutto, a causa dell'inadeguato livello delle scorte) per ridiscendere a quota 2,1 \$/Mbtu alla fine del 2001.

Sulla base della attribuzione di un potere calorifico di 9.200 kcal al m³ di gas naturale (secondo una recente definizione dell'AEEG), 1 \$/Mbtu equivale a 0,0365 \$/m³.

⁵¹ Tale metodo di costruzione del prezzo (*netback pricing*) si basa, quindi, su una diretta trasmissione sul prezzo del gas delle quotazioni del greggio, talvolta anche con ritardi di settimane fino a uno-due mesi, ma rigidamente regolata e non attutita dai coefficienti di correlazione e, quindi, esposta a tutte le distorsioni e manipolazioni cui danno luogo le rilevazioni dei greggi, come è stato illustrato a proposito del *Brent* (par. 3.1.5). Sul mercato europeo tale correlazione è stimata in 0,86 con un ritardo temporale di sei mesi e in 0,91 con un ritardo di nove mesi. L'elasticità del *border price* medio europeo rispetto al *Brent* è valutata intorno al valore 0,76, il che comporta che ad una variazione del prezzo del greggio dell'1% corrisponda una variazione del prezzo del gas dello stesso segno e pari allo 0,76%.

quali collegare vantaggi/svantaggi contrattuali di non facile lettura. È il caso, per fare un esempio, delle clausole di destinazione, sulle quali si sta svolgendo un difficile negoziato tra UE, Russia e gli altri paesi esportatori (Algeria, Nigeria e Norvegia)⁵².

Tabella 3.17 - Contratti pluriennali delle forniture (*Take or pay* o *Top*) attivi nel 2002 (compresi rinnovi o proroghe)

da 25 a 30 anni	55,4%
da 20 a 25 anni	9,4%
da 10 a 20 anni	26,0%
da 5 a 10 anni	7,4%
da 1 a 5 anni	1,8%

Fonte: AEEG, 2002

Tabella 3.18 - Durata residua al 2002 dei contratti pluriennali

da 15 a 20 anni	53,12%
da 10 a 15 anni	39,35%
10 anni	7,53%

Fonte: AEEG, 2002

Fino a quando non saranno modificate, comunque, le condizioni che consentono a ciascuno dei fattori prima citati di essere attivo e ad effetto combinato con gli altri⁵³, è difficile pensare di elidere il condizionamento che si trasmette sul prezzo del gas, oltre che dalle caratteristiche fisiche del mercato e dalla concorrenzialità delle altre fonti di approvvigionamento, dalle quotazioni del greggio.

Una struttura di prezzo fissata e protetta da una rigida copertura contrattuale a lungo termine non riflette i costi marginali di produzione ed è per definizione la negazione del libero mercato.

L'andamento del mercato del greggio esercita, peraltro, sia pure indirettamente, la sua influenza oltre che sulla dinamica dei consumi anche sulla evoluzione della regolamentazione del mercato del gas, sui tempi del processo di ristrutturazione industriale e societaria e sul piano della *corporate activity*: in sostanza, sugli investimenti necessari per l'espansione del mercato e la loro

⁵² Una ipotesi di lavoro risolutiva potrebbe essere quella che prevede l'eliminazione delle clausole, chiesta dall'UE in coerenza con il regime di mercato libero europeo, ed insieme la contestuale ripartizione con il Paese esportatore, misura che potrebbe appagare le aspettative della Russia, dei maggiori profitti derivanti da un eventuale cambio di destinazione del gas naturale.

La proposta di composizione della controversia viene dall'Algeria, mentre la Nigeria, che esporta esclusivamente sotto forma di GNL, è l'unico paese che ha accettato di cancellare dai contratti Top le clausole che impediscono di trasferire il gas d'importazione ad altri operatori o di vendere il gas su mercati diversi da quello stabilito.

La Norvegia, che si sente tradita in Europa perché ha messo in atto le indicazioni di Bruxelles smantellando la società nazionale di vendita del gas (GFU) ma non vede fare altrettanto in Francia e in Germania contro i monopoli, contesta all'UE di voler edificare, attraverso la liberalizzazione, una *rendita fiscale sul gas* con una tassa sull'energia.

⁵³ La richiesta di un atteggiamento di prudente tolleranza e di proroghe strategiche nei riguardi del regime dei contratti *take or pay* che, un po' dovunque in Europa e in nome della sicurezza degli approvvigionamenti, viene avanzata alle Autorità di regolazione o alle equivalenti sedi di negoziazione da parte delle compagnie che detengono storicamente una posizione dominante nel settore anche in ragione della consacrazione che loro deriva dai suddetti contratti a lungo termine, può creare una malintesa premura a favore di un malanno (il regime di monopolio internazionalizzato, spesso ancora a partecipazione statale) che, se non curato rigorosamente, continuerà a tenere per lungo tempo gli utenti finali lontani dai benefici della concorrenza.

La incentivazione a livello europeo e nazionale di nuove infrastrutture di interconnessione con un più vasto orizzonte di fonti di approvvigionamento, un più diffuso ricorso al GNL ed alle tecnologie GTL, un deciso spunto iniziale impresso ai mercati *spot*, anche in connessione con produzioni locali di livello marginale, sono universalmente riconosciute come le misure più coerenti con la strategia della liberalizzazione perseguita dalla UE.

articolazione a livello continentale. Quanto a quest'ultimo aspetto, si pensi agli effetti che possono esercitarsi sui prezzi ad opera degli impianti di stoccaggio⁵⁴, in relazione al progressivo inevitabile allontanarsi delle aree di produzione di grande scala dai centri di consumo ed al conseguente lievitare dei costi alla frontiera (*border price*).

Questi ultimi sono di difficile previsione, sia pure sommariamente, in quanto largamente variabili in funzione del costo di produzione locale, strettamente legato alle caratteristiche del processo estrattivo (giacimento, tecnologie, ecc.), della distanza e delle modalità del trasporto (nave o condotta), dei costi di attraversamento dei paesi interposti tra produzione e consegna, delle clausole contrattuali e delle relazioni commerciali che variano passando da un paese all'altro e da un'area geopolitica all'altra.

L'accertamento del *border price*, inoltre, può avvenire anche con un significativo ritardo rispetto alla fatturazione dei consumi, non soltanto a causa di ritardi nell'aggiornamento delle tariffe, ma anche perché il distributore finale potrebbe avere difficoltà nel collocare, su un mercato concorrenziale, il corrispondente costo aggiuntivo all'interno del prezzo finale, per cui non sempre è possibile trasferire tale costo all'utenza finale.

Una recente indagine⁵⁵ ha preso in esame il caso della Russia, il principale fornitore dell'UE con 79 miliardi di m³ nel 2000 e una attesa capacità di fornitura che dovrebbe toccare i 113 miliardi di m³ nel 2010.

Sorprendentemente, il prezzo più basso negli ultimi anni è stato quello alla frontiera italiana (0,15 \$/m³ nel primo trimestre 2001, rispetto ad un valore medio di 0,16 \$/m³): un dato che sarebbe stato difficilmente prevedibile sulla base della collocazione geografica della frontiera italiana, se non prendendo in considerazione i caratteri particolari di intensità e stabilità che distinguono le relazioni commerciali tra i due paesi.

Per altro verso, il gas naturale di provenienza norvegese che, prima del '99, aveva manifestato una sostanziale uniformità di costo a prescindere dalla distanza dal paese di destinazione, a partire da quell'anno ha fatto registrare una sensibile incidenza del fattore geografico: nel primo trimestre del 2001, il prezzo più alto si è avuto alla frontiera spagnola (0,19 \$/m³) ed il più basso all'ingresso in Belgio (0,15 \$/m³).

L'Algeria, che esporta gas anche via GNL con costi correlati alla distanza, ha praticato all'Italia ovviamente il prezzo più basso (0,15 \$/m³).

Secondo l'analisi prima citata, il costo di trasporto dal giacimento alle frontiere è la componente più rilevante (72,2% del *border price*); i costi di transito, se presenti, sono proporzionali allo sviluppo dell'attraversamento dei paesi interessati, con una incidenza intorno al 10,8%.

I costi alla frontiera più contenuti risultano quelli relativi alle importazioni dal Nord Africa (Libia ed Algeria), con valori compresi tra 0,040 e 0,062 \$/m³.

Il gas naturale proveniente dal Mare del Nord e dall'Asia centro-meridionale (Azerbaijan, Turkmenistan, Iran) presenta *border prices* più alti, tra 0,070 e 0,084 \$/m³, superati però da quello siberiano, dal Mare di Barents e dal Mar Baltico con 0,093 fino a 0,105 \$/m³.

Nel caso di approvvigionamenti particolarmente distanti, il GNL diventa assolutamente più conveniente.

Senza entrare nel merito delle conclusioni del Rapporto finale dell'Ufficio Analisi del Medio Credito Centrale (MCC), il segmento della filiera gas che si presenta come quello in grado di poter mantenere, nella transizione dal regime monopolistico ad uno progressivamente liberalizzato, un elevato grado di controllo sui margini, anche in relazione al suo specifico profilo di rischio, è quello dell'*up-stream*.

⁵⁴ Oltre che, naturalmente, ad opera delle grandi linee di interconnessione.

⁵⁵ A cura dell'Ufficio Analisi del MedioCredito Centrale (MCC, marzo 2002).

I motivi sono anche quelli che ancora ostacolano il passaggio alla competizione più aperta e, quindi, a profili di rischio più alti, e che però determinano la conservazione dei fattori di stabilità intorno ad un numero ristretto di compagnie, qual è quello proprio del segmento *up-stream*⁵⁶, circostanza che, al breve e medio termine, ottimizza il profilo individuale *rischio/return on investment*.

La diversa gradualità di transizione alla liberalizzazione e la palese asimmetria dei mercati dei paesi dell'UE sono unanimemente riconosciuti come fattori di rallentamento del processo e, al tempo stesso, di vantaggio a favore degli ex-monopolisti, grazie alla libertà di manovra che viene ad essi consentita dalla loro posizione dominante di partenza.

3.2.4 Tecnologie

La scoperta del pozzo Panda 1 (vedi par. 3.2.1) al largo di Agrigento è un recente successo dell'esplorazione in Mediterraneo che, al di là del rilievo che può assumere la notizia grazie anche alle dimensioni della formazione (9-12 miliardi m³), ad un osservatore attento all'impatto delle tecnologie può fornire ampia materia di riflessione, anche a distanza di qualche anno dalla sua affermazione commerciale⁵⁷.

La prospezione petrolifera nei mari italiani ha alle spalle una esperienza cinquantennale, che ha inizio con la perforazione dei primi pozzi nell'*off-shore* di Ravenna. A quel tempo fu spontaneo incrociare le esperienze della pianura padana con le prospettive che si aprivano nell'*off-shore*; oggi si raccolgono gli ultimi frutti delle esperienze adriatiche proprio al largo della costa siciliana che, d'altra parte, è stata il punto di partenza della legge italiana sull'*off-shore*, la prima in Europa negli anni Sessanta (dieci anni prima che nel Mare del Nord).

La chiave di lettura del risultato conseguito con la scoperta di Panda 1 - tema già esplorato ma giudicato a suo tempo non interessante⁵⁸ - è da individuare nella interazione tra il sempre più incisivo affinamento delle tecniche di prospezione, l'alta flessibilità dell'acquisizione dati (uno sviluppo giornaliero fino a 250 km a mare e di qualche decina di km a terra) e l'alto grado di sviluppo del loro processamento.

Sono noti gli straordinari successi che la prospezione è venuta cogliendo nell'ultimo decennio, attraverso tecnologie innovative che hanno consentito di individuare con crescente precisione i caratteri petrofisici (porosità, permeabilità, saturazioni) distintivi delle mineralizzazioni a petrolio e gas, nonostante le difficoltà di risoluzione dei segnali insite nell'esplorazione in formazioni con intercalari mineralizzati spesso sottili, fino a poche decine di centimetri, come in Adriatico.

Attività specialistiche di prospezione geofisica come i rilievi sismici, associate a capacità di rappresentazione visuale ed a processi di perforazione e di coltivazione ad alta intensità tecnologica, consentono oggi l'accesso produttivo ad accumuli di idrocarburi liquidi e gassosi prima non valorizzabili per ragioni economiche o a causa dei limiti strutturali delle formazioni.

⁵⁶ Nell'*up-stream* (prospezione, ricerca, produzione) europeo sono insediati 14 operatori, 4 dei quali detengono più del 50% del mercato (Esso, Gazprom, Shell, Sonatrach).

⁵⁷ B. Tippee: "*Seismic progress, where the trends might lead*" - OGJ, December 13, 1999.

Si veda anche: "*Special Focus: Exploration*" - World Oil, September 2002 (pg. 35-55)

⁵⁸ In quegli anni la caratterizzazione parametrica del giacimento attraverso la sismica tri-dimensionale (che già si praticava) e le opportune calibrature operate in connessione con i dati petrofisici (porosità, permeabilità, saturazioni) e di pressione ottenuti dai pozzi conducevano ad una descrizione statica del modello del *reservoir*, che già rappresentava una base efficace per la elaborazione geostatistica.

Ma già a metà degli anni Ottanta fu rilevato che la variazione delle saturazioni fluide all'interno dello spazio poroso induceva modificazioni nelle modalità di trasmissione acustica proprie del mezzo e, su questa base, vennero effettuate sequenze di rilievi sismici nel tentativo di catturare l'evoluzione nel tempo delle proprietà della formazione.

Queste esperienze iniziali, condotte prevalentemente su raccolte storiche di dati sismici ereditate da precedenti campagne di esplorazione, confermarono che la sequenza dei rilievi sismici nel tempo (*time-lapse seismic survey*) poteva portare ad una più completa comprensione del meccanismo produttivo del giacimento.

Box - Tecnologie

Le sorgenti di energia sismica, che hanno ormai da molto tempo sostituito l'impiego di esplosivi, consistono nella emissione di forti impulsi, a terra con masse vibranti o battenti, a mare attraverso il rilascio istantaneo e cadenzato di aria, acqua o vapore ad alta pressione, che provoca per implosione un treno di onde acustiche (e.g., dell'ordine di 40 impulsi di un microsecondo per km, a 200 atm, con la frequenza del decimo di secondo).

L'impatto ambientale a terra è molto ridotto rispetto all'impiego di esplosivi e, generalmente, limitato ad un raggio di qualche metro dalla sorgente.

Quanto all'impatto sull'ambiente marino, dalle osservazioni tuttora in corso sugli effetti causati sulla fauna marina e sulle uova da parte delle onde elastiche generate dalle implosioni di aria in acqua, risulta che un rapido abbattimento delle sollecitazioni avviene già nelle immediate vicinanze della sorgente di emissione.

L'ambito delle prestazioni dei rilievi sismici 3D e 4D (immagini sismiche tridimensionali 3D rilevate ad intervalli di tempo, *time lapsed*), Marine 4C (4 Components), ha travalicato i confini propri dell'esplorazione, anche grazie alla disponibilità di attrezzature dotate di un elevato numero di canali ed in grado di ricevere più profili sismici contemporaneamente, al perfezionamento delle tecniche di processamento dei dati in ingresso e della loro integrazione con quelli di pozzo, tecniche adeguate quindi alla interpolazione ed elaborazione di un ingente campionamento spaziale di informazioni.

Lo spettro di tali applicazioni allargate si estende fino a comprendere il monitoraggio permanente di giacimenti in produzione, di giacimenti dove sono attivi progetti di coltivazione assistita (*Enhanced Oil Recovery*, EOR) e di stoccaggio di gas naturale, eventualmente di CO₂, e fino a monitorare l'efficienza delle operazioni di spiazamento al fine della ottimizzazione del recupero.

Nelle operazioni di EOR⁵⁹, infatti, è stata verificata la fattibilità dell'impiego di tecniche 3D/4D per effettuare il monitoraggio dei fronti di spiazamento. In particolare, dove le caratteristiche petrofisiche del giacimento consentono un flusso segregato, la tecnica 4D si focalizza sul monitoraggio del contatto petrolio-acqua; dove, invece, il flusso avviene in modo diffuso si possono ottenere delle mappe di variazione delle saturazioni in giacimento.

La possibilità di ottenere un'alta risoluzione del mezzo investigato è legata, nel rilievo sismico, alle alte frequenze generabili da parte della sorgente utilizzata, alla velocità delle onde elastiche nel mezzo, al posizionamento dei trasduttori ed agli assorbimenti superficiali.

L'utilizzazione del metodo sismico a rifrazione consente di stimare, attraverso il tracciamento di rette cosiddette *dromocrone*⁶⁰ che descrivono l'andamento delle onde elastiche birifratte nel mezzo investigato, la potenza degli strati e la loro inclinazione rispetto al piano di campagna.

Poter seguire nel tempo le configurazioni di flusso nel sottosuolo attraverso l'evoluzione dei valori delle saturazioni consente anche la evidenziazione di volumi mineralizzati eventualmente *bypassati* dal processo produttivo e concorre alla valutazione del posizionamento ottimale di nuovi pozzi.

Il concetto di "*instrumented oilfield*" esprime, quindi, l'acquisizione della procedura 4D come strumento permanente di gestione del giacimento, ove quest'ultimo risulti complessivamente rispondente alle peculiarità del monitoraggio sismico e, naturalmente, in connessione con i valori degli stessi parametri ottenuti dai *tests* e *logs* di pozzo sincronizzati con i tempi della sismica: il ricorso ai dati sincronici di pozzo è fondamentale per la taratura delle osservazioni sismiche⁶¹.

⁵⁹ L.K. Stronen et Al.: "*The Gullfaks field, 4D seismic enhances oil recovery and improves the reservoir description*"- 62nd Meeting Eur. Assn. Geoscience Eng.ng. (MEAGE), Session X-0033 (2000)

K. Fagervik et Al.: "*History matching of reservoir flow models using 4D seismic*"- 63rd MEAGE Session F-06 (2001)

V.I. Kutznetsov et Al.: "*The efficiency of 3D seismic exploration for oil and gas fields in the Northern part of Siberia*"- 62nd MEAGE, Session P0121 (2000)

P.N. Okoye: "*Fresnel zone and spatial resolution for P and SH waves in inversely isotropic media*"- Geophysics, Vol.65, No.4 (pg.1168-1178), 2000.

⁶⁰ Le *dromocrone* vengono tracciate su un piano le cui coordinate sono date dalle progressive sulla direttrice della linea sismica e dalla corrispondente velocità delle onde elastiche nel mezzo.

⁶¹ Sono le variazioni nella risposta 3D della formazione ai segnali sismici ripetuti ad intervalli di tempo che, raccolte attraverso dati di impedenza acustica, rendono possibile il monitoraggio del comportamento del *reservoir*.

La maggiore o minore vocazione di un campo petrolifero al monitoraggio sismico dipende, quindi, da vari fattori, quali la densità delle miscele fluide presenti, le caratteristiche delle rocce serbatoio e della loro copertura, la loro profondità, la potenza e l'inclinazione degli strati, tutte condizioni correlate alla possibilità di raccogliere dati sismici di buona o alta qualità.

Tra i problemi che si pongono con un certo rilievo nella tecnologia 3D/4D, quello fondamentale nasce dalla ambiguità che i parametri *porosità* e *saturazione* manifestano nei riguardi dell'impedenza acustica. Tale ambiguità consente molto difficilmente, sulla base del controllo della sola impedenza acustica, di distinguere tra un volume di data porosità, prevalentemente saturo di olio ed un volume, anche a porosità più alta, saturo d'acqua. Essenziale è, quindi, il ricorso ai dati di pozzo.

I maggiori successi sono stati conseguiti nelle sabbie non consolidate ed in processi produttivi a gas ed olio leggero, e non è un caso in quanto la prospezione geofisica, per descrivere le proprietà di un mezzo, utilizza i differenziali tra i valori dei segnali di risposta cui danno luogo le proprietà (p.e., in questo caso, le saturazioni in acqua ed olio) investite dalle onde elastiche del segnale sismico.

La destinazione applicativa di maggior interesse della sismica 4D è nella validazione dei modelli di simulazione fluido-dinamica dei giacimenti, modelli che visualizzano la configurazione tridimensionale del flusso delle miscele di idrocarburi al variare delle condizioni (porosità, saturazioni, pressione e temperatura) indotte dal meccanismo di drenaggio in atto.

La reciprocità del confronto tra la sismica 4D e i modelli di simulazione numerica del *reservoir* ha fornito, con tutte le complessità proprie di tale esercizio, la grande opportunità di ridurre l'ampiezza delle incertezze nella valutazione del giacimento, facendo conseguire significativi successi in varie direzioni:

- identificazione dei volumi, talvolta ingenti, di giacimento *bypassati* dal flusso produttivo o rimasti non drenati anche dopo molti anni di coltivazione;
- riduzione del rischio di premature chiusure di un pozzo a causa di invasioni di acqua;
- stesura di mappe di contatto gas/petrolio, petrolio/acqua e dei sistemi di faglie e discontinuità strutturali;
- scelte di campo più efficienti (e.g., maggior produzione da un minor numero di pozzi) per la ottimizzazione del tasso di recupero e in direzione di una rigorosa attenzione alla conservazione ambientale.

Una evoluzione delle tecniche 4D si inquadra nella introduzione dei cosiddetti “*Intelligent Completion Systems*” (ICS), con i quali si profila la possibilità di un monitoraggio continuo della formazione attorno al pozzo. I risultati ottenuti con sismica ad alta frequenza, infatti, hanno messo in evidenza la possibilità di rilevare anche piccole variazioni di impedenza acustica di piccola scala. Sono, quindi, informazioni dettagliate che vanno ad integrare i risultati della sismica 4D convenzionale, ed hanno la particolarità di essere “rilievo sismico in pozzo”.

Si configura, pertanto, su questa prospettiva l'impiego di sensori in pozzo associati a sorgenti sismiche ad alta frequenza, eventualmente simmetriche rispetto al centro della linea sismica, per effettuare una sorta di monitoraggio passivo (monitoraggio di eventi microsismici) del *reservoir*, arrivando ad ottenere attraverso i sensori anche un *Vertical Seismic Profiling* (VSP).

3.2.5 Organizzazione industriale del mercato

La vendita della quinta *tranche* di azioni dell'ENI, pari al 5% del capitale, si è conclusa il 15 febbraio 2001, mediante collocamento diretto presso gli investitori istituzionali, senza offerta al pubblico (secondo la tecnica di *accelerated bookbuilding*⁶²). Il Ministero dell'Economia ha ricavato da questa cessione circa 2.721 M€, mentre continua a detenere il controllo del gruppo ENI grazie ad una partecipazione pari al 30,33% del capitale e ad una *golden share*.

Qualunque manovra di alienazione porterebbe la partecipazione dello Stato sotto il livello del 30%, considerato una soglia critica in quanto essa coincide con la soglia dell'Opa obbligatoria fissata dalla legge Draghi.

Alla fine del novembre 2001, il 40,24% del capitale della SNAM Rete Gas, la compagnia alla quale ENI ha attribuito la rete di trasporto e i servizi di dispacciamento del *gas naturale*, è stato collocato presso investitori privati per un valore pari a 2.202 M€⁶³.

Il 25% delle azioni è stato offerto al pubblico, agli azionisti ENI e ai dipendenti della stessa SNAM Rete Gas. Gli investitori istituzionali hanno acquistato il restante 75%.

La presenza dello Stato nelle attività produttive e, in particolare, nel comparto Energia rimane significativa nonostante i progressi registrati nel 2001 nelle vendite delle società di generazione elettrica.

Nella “Relazione generale sulla situazione economica del Paese 2001”⁶⁴ si ricorda che nel

Nel caso citato, i differenziali di densità tra acqua e gas (ovvero tra acqua ed olio leggero) e, quindi, di impedenza acustica (proporzionale alla densità del mezzo attraverso la velocità delle onde elastiche in quel mezzo), danno luogo ad una caratterizzazione più netta della risposta al segnale sismico che se si trattasse di acqua-olio pesante.

⁶² E' una procedura basata su una prenotazione accelerata dei titoli in vendita, che consiste nel proporre l'acquisizione delle azioni ad alcuni classificati acquirenti potenziali e nel selezionare successivamente le loro offerte in base a criteri di qualità oltre che di entità.

⁶³ Assemblea Generale ordinaria della Banca d'Italia (31 maggio 2002): “Relazione sulla situazione economica nazionale”- (parte B, pg. 108.)

⁶⁴ Presentata il 24 maggio 2002 in Parlamento dal Ministro dell'Economia.

mercato del gas l'ENI rimane l'operatore dominante con una quota superiore al 50% del mercato delle vendite e la proprietà del 97% della rete nazionale di gasdotti (tabella 3.19).

Tabella 3.19

BILANCIO DEL GAS NATURALE NEL 2001

Miliardi di mc; valori basati su contenuto energetico del gas pari a 8.250 kcal/mc.

PAESI	PRODUTTORI			GROSSISTI				DISTRIBUTORI				TOTALE
	ENI	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	EDISON	ALTRI	
PRODUZIONE NAZIONALE	13,6	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,5
IMPORTAZIONE	0,0	0,0	0,0	44,8	6,4	2,3	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	54,8
IMPORTAZIONI DIRETTE	0,0	0,0	0,0	44,8	6,4	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	53,0
VENDITE ENI ALLA FRONTIERA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
ALTRI GROSSISTI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
TRASFERIMENTI	0,2	0,0	0,1	13,7	6,5	2,1	1,1	7,9	1,0	0,2	22,4	55,0
DA PRODUTTORI												
ENI	0,0	0,0	0,1	13,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,7
EDISON	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
ALTRI	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
DA GROSSISTI												
ENI	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0	0,6	7,6	0,9	0,0	20,9	36,7
ENEL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
EDISON	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,1	0,2	0,4	1,0
ALTRI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,4
VARIAZIONE SCORTE	-0,1	-0,1	0,0	-1,2	0,0	0,4	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,2
CONSUMI E PERDITE	0,1	0,0	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	1,4
TOTALE RISORSE	0,1	0,0	0,1	22,5	12,5	2,9	1,2	7,7	1,0	0,2	21,9	70,1
VENDITE E CONSUMI FINALI	0,1	0,0	0,1	22,5	12,5	2,9	1,2	7,7	1,0	0,2	21,9	70,1
GENERAZIONE												
TERMOELETTTRICA	0,1	0,0	0,0	7,3	12,3	1,6	0,5	0,1	0,0	0,0	0,5	22,5
UTENZE INDUSTRIALI	0,0	0,0	0,1	15,2	0,2	1,2	0,7	1,4	0,2	0,0	5,3	24,3
UTENZE CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,1	0,8	0,1	16,0	23,0
ALTRE UTENZE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,3
DEI CUI												
MERCATO VINCOLATO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	0,8	0,1	17,7	24,9
MERCATO LIBERO	0,1	0,0	0,1	22,5	12,5	2,9	1,2	1,4	0,2	0,0	4,2	45,2

Fonte: ACEG 2002

Il Programma di privatizzazioni per gli anni 2002-03, secondo quanto affermato nel Documento di Programmazione Economica e Finanziaria (DPEF) approvato dal Governo il 5 luglio 2002, arriva a prevedere la dismissione di intere quote di partecipazione possedute direttamente o indirettamente dal Ministero dell'Economia, ad eccezione di ENEL, Terna, Gestore della Rete di Trasmissione (GRTN) e Alitalia, per le quali viene ipotizzato un mantenimento della quota di partecipazione non al di sotto del 30%.

Il riferimento all'assetto del settore elettrico non è da considerare estraneo al tema gas, in quanto sarebbe una grossolana superficialità considerare come non interagenti i diversi livelli di liberalizzazione dei due settori, il gas naturale e l'energia elettrica: la concorrenza nel settore elettrico dipende anche dalle strozzature e dalle vischiosità nella capacità di importare gas naturale ed energia elettrica dai paesi limitrofi.

Nel settore del gas, prosegue il DPEF, il Governo promuoverà il potenziamento delle infrastrutture di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio e la valorizzazione delle risorse energetiche nazionali.

L'apertura del settore al libero mercato sarà perseguita evitando la penalizzazione - in termini di accesso al sistema nazionale di trasporto del gas naturale - dei soggetti titolari di contratti di approvvigionamento a lungo termine stipulati prima dell'emanazione del DL 164/00 e dei detentori di contratti che concorrono a garantire complessivamente una opportuna differenziazione geopolitica delle fonti di approvvigionamento.

È questo un aspetto cruciale della fase di transizione che richiederà il massimo impegno istituzionale per garantire la necessaria congruenza tra l'estensione dei contratti di importazione

take or pay e l'accesso alle infrastrutture di trasporto.

Il quadro di regolamentazione settoriale dovrà essere completato in tempi rapidi, mirando soprattutto a creare un sistema di regole che incentivi la realizzazione di nuove infrastrutture (approvvigionamento, stoccaggio, trasporto e distribuzione) attraverso il riconoscimento di una remunerazione equa per le opere realizzate, garantisca condizioni di accesso favorevoli agli operatori che le hanno realizzate e attui la semplificazione delle procedure per la realizzazione delle opere, anche in relazione alla evoluzione in corso del rapporto tra le competenze centrali e quelle regionali e locali.

Nel corso di tutto il 2001 e della prima metà del 2002 l'AEEG ha proseguito nella sua attività di messa a punto delle regole di accesso al sistema nazionale gas e di regolamentazione tariffaria relativamente al trasporto, dispacciamento e stoccaggio del gas naturale ed all'utilizzazione dei terminali GNL e del connesso stoccaggio.

3.2.5.1 Infrastrutture di trasporto

Con il DL n. 164 del maggio 2000 ed il successivo Decreto del 22 dicembre dello stesso anno, il MAP ha allestito una classificazione⁶⁵ delle infrastrutture di trasporto sul territorio nazionale (dai punti di interconnessione transfrontaliera agli allacciamenti all'utenza finale), in base alla quale la rete nazionale risulta così articolata:

- Rete Nazionale dei Gasdotti (RNG), costituita dai gasdotti ricadenti in mare, dai gasdotti di importazione/esportazione con i relativi collegamenti necessari al loro funzionamento, dai gasdotti interregionali, dai gasdotti di collegamento agli impianti di stoccaggio, e dalle linee direttamente e indirettamente funzionali al sistema nazionale del gas naturale.
- Rete Regionale dei Gasdotti (RRG), costituita dai gasdotti preposti al trasporto a livello regionale del gas naturale, che si collegano con le reti di distribuzione locale.
- Reti di Distribuzione Locale (RDL), costituite dalle linee che collegano la RRG alle utenze finali. Queste ultime reti ricadono sotto la competenza dei Comuni e sono soggette al regime di concessione.
- RNG e RRG sono caratterizzate dall'essere un sistema di condotte ad alta pressione (da 25 a 75 bar), all'interno del quale sono dislocate anche centrali di decompressione adibite alla riduzione della pressione fino al livello previsto per la consegna del gas ai centri di consumo (12 bar) ed alle reti di distribuzione ai mercati comunali (5 bar).

La rete di trasporto ad alta pressione ha in Italia uno sviluppo di circa 30.000 km, dei quali 7.770 km rientrano nella Rete Nazionale e 22.488 km nella Rete regionale, mentre le reti di distribuzione secondaria superano i 180.000 km (2000).

Visto sotto l'aspetto dello sviluppo relativo della rete secondaria nelle sue diverse parti, il territorio nazionale presenta, anche riguardo allo sviluppo del processo di metanizzazione, una differenziazione geografica che riflette il consueto ritardo delle regioni meridionali e centrali rispetto alle settentrionali.

La concentrazione della distribuzione secondaria nelle Regioni del Nord raggiunge il 65% del totale, a copertura dei consumi dell'82% dei Comuni dell'area, mentre le Regioni del Centro presentano una concentrazione della rete del 18% (quasi 33.000 km), con il 79% dei Comuni allacciati, e il Sud arriva appena ad avere il 40% dei suoi Comuni serviti dalla distribuzione locale.

⁶⁵ La nomenclatura internazionale classifica le linee in relazione alle loro caratteristiche funzionali, distinguendo tra le *linee di trasporto internazionali*; *gasdotti di importazione e dorsali* (di collegamento alla rete nazionale); *rete primaria* (che collega i punti di immissione dalla produzione nazionale, dagli impianti di stoccaggio e dalle dorsali di importazione alla *rete secondaria*); *rete a media e bassa pressione* (che collega i gasdotti primari ai centri di consumo di grande scala: utenze industriali, centrali elettriche, utenze civili rilevanti); *allacciamenti* (collegamento all'utenza finale).

Sicilia, Calabria e Sardegna presentano il più basso grado di penetrazione del gas naturale, con una estensione della rete rispettivamente di 6.342, 2.380 e 160 km, ed una presenza di famiglie allacciate al servizio del gas pari al 28, 24, e 2%⁶⁶.

Il trasporto in rete costituisce il raccordo tra l'approvvigionamento della risorsa dai paesi esportatori e la sua movimentazione nella rete per la immissione nel sistema di distribuzione.

Per le sue caratteristiche strutturali e strategiche, l'attività di trasporto si configura, anzitutto, come monopolio naturale, ovvero come un passaggio obbligato che contraddice in principio la linea della liberalizzazione ed il libero accesso all'esercizio del mercato. Essa necessita, quindi, di un codice di comportamento formulato in modo tale da garantire a tutti gli operatori del mercato del gas l'accesso trasparente e non discriminatorio alla rete⁶⁷.

Per il suo carattere funzionale il trasporto in rete, inoltre, necessita di una programmazione dei flussi dal lungo al breve termine, centralizzata e coordinata con gli organi di controllo della rete nazionale e delle linee di importazione dalle fonti di approvvigionamento.

Sono questi due aspetti fondamentali del trasporto che investono, rispettivamente, la regolazione dell'accesso alla rete e la funzionalità dell'organo di gestione del trasporto, il cosiddetto servizio di dispacciamento.

Accesso alla rete

Snam Rete Gas (SRG, gruppo ENI) detiene il 97% della rete infrastrutturale di trasporto, 21 centrali di compressione e 561 impianti di decompressione.

Il secondo operatore italiano nel trasporto è Edison S&T (gruppo Edison), che gestisce una rete primaria estesa poco più di 1.000 km, tra Abruzzo, Molise, Lazio e Puglia.

Fino all'entrata in vigore della Legge 164/2000, in assenza quindi di regolamentazione dell'accesso di terzi alla rete, Snam ha ugualmente svolto l'attività di trasporto per conto terzi sulla base di accordi contrattuali con gli operatori, in particolare, ENEL e Edison Gas.

Nel 2000, il gas movimentato da Snam nell'ambito di tali accordi bilaterali ammontava a 10,2 miliardi m³, così ripartiti:

- 6,3 miliardi m³ per ENEL (quasi il 40% in più rispetto al '99), prevalentemente dovuto alla attivazione dell'accordo *swap* (di scambio) con Gaz de France, in base al quale il GNL acquistato da ENEL dalla Nigeria viene consegnato a GdF presso il terminale di rigassificazione di Montoir-en-Bretagne e scambiato ogni anno con 2 miliardi m³ di gas naturale proveniente dalla Russia, 0,4 miliardi m³ di gas naturale importato dal Nord Europa e 1,5 miliardi m³ GNL di provenienza algerina, rigassificato presso il terminale Snam di Panigaglia.
- 2,1 miliardi m³ per Edison Gas, di provenienza russa (Promgas) e da forniture di GNL sul mercato *spot*.

Per ottemperare agli obblighi posti dal DL 164/2000, che ha disposto la separazione societaria delle attività di trasporto da tutte le altre (produzione, vendita e stoccaggio) per garantire l'accesso non discriminatorio a tutti gli operatori (*Third Party Access*, TPA), è stata istituita SRG, che ha ricevuto in conferimento da ENI lo *stock* della rete di trasporto che la pone in posizione dominante con 29.130 km circa di condotte, ripartiti tra RNG e RRG secondo una proporzione coincidente con

⁶⁶ Fonte: AEEG, 2002.

⁶⁷ In attesa del definitivo Codice di Accesso alla rete e di criteri univoci e neutrali per la ripartizione delle capacità di trasporto tra più aspiranti all'accesso, il segmento del trasporto rimane obiettivamente caratterizzato da ampi margini di discrezionalità lasciati all'operatore dominante, nei quali alcuni operatori hanno ravvisato tratti di comportamento illecito.

È il caso sollevato presso l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato da Blugas (Consorzio paritetico di 4 imprese pubbliche locali: Aem di Cremona, Astem di Lodi, Tea e Asm di Pavia) nella controversia con Snam su un presunto abuso di posizione dominante in corrispondenza di una richiesta di accesso al Passo di Gries per il trasporto di 150 mila m³/giorno fino ai punti di prelievo situati presso le città in cui è attiva Blugas.

A tale richiesta, fatta nell'aprile 2001, Snam aveva replicato offrendo una disponibilità limitata a 100 mila m³/giorno, per esaurimento della capacità residua al punto di ingresso alla RNG di Passo Gries.

quella attribuita alla rete ad alta pressione.

Sempre in linea con il DL 164/2000 che prevede l'accesso regolamentato dei terzi alla rete, l'AEEG ha inoltre allestito lo schema per un codice di accesso alla rete, che i gestori della rete dovranno completare e pubblicare per disciplinare le modalità di fruizione della capacità di trasporto sul territorio nazionale.

SRG ha già emesso le "Condizioni di Accesso"⁶⁸ applicabili ai servizi di trasporto effettuati nell'anno termico 1° ottobre 2001 - 30 settembre 2002", condizioni che definiscono i termini del servizio, gli obblighi e le responsabilità alle quali devono attenersi SRG e gli utenti del servizio (Delibera dell'AEEG n. 120, 30 maggio 2001).

Al testo delle "Condizioni di Accesso" subentra il "Codice di Accesso" alla rete, nel momento in cui quest'ultimo, allestito da SRG sulla base delle indicazioni fornite dalla AEEG in coerenza con il Documento di Consultazione emesso il 13 marzo 2001, avrà l'approvazione finale dell'AEEG e regolerà a tutti gli effetti i rapporti tra SRG e gli *shippers*⁶⁹.

Il 10 settembre 2002 è scaduto il termine entro il quale SRG deve comunicare a ciascuno degli *shippers* l'assegnazione della capacità di trasporto per il prossimo anno termico 2002-03, secondo le istruzioni impartite dall'AEEG con delibera n. 137/2⁷⁰.

Le richieste di accesso sono relative a capacità annuali e di tipo interrompibile stagionale per quanto riguarda i punti di ingresso in rete, mentre per i punti di uscita e di riconsegna la portata giornaliera viene prenotata solo su base annuale.

La procedura prevede che entro il 16 settembre gli operatori confermino gli impegni di capacità che intendono sottoscrivere e accettino di stipulare entro il 15 ottobre l'atto formale di conferimento.

Le capacità proposte in assegnazione che non vengano eventualmente sottoscritte, saranno oggetto di ulteriore offerta da parte di SGR fino al 24 settembre, in modo che le attività possano avere regolare inizio il 1° ottobre.

Eventuali capacità che risultino disponibili anche dopo il 24 settembre, potranno essere assegnate nel corso dell'anno termico.

Dispacciamento

L'attività di trasporto nella rete è governata da un organo funzionale costituito dal dispacciamento, che presta tre servizi fondamentali:

- valutazione della disponibilità di gas naturale in rete e sua movimentazione a copertura della domanda;
- modulazione dell'offerta di gas in funzione della variabilità della domanda e in relazione alle oscillazioni stagionali, settimanali e giornaliere;
- gestione della rete in corrispondenza di condizioni particolari, quali le interruzioni del servizio, lavori di manutenzione, ecc.

La funzione di dispacciamento deve garantire la efficienza e la affidabilità della rete e si esercita, quindi, attraverso il monitoraggio continuo dei parametri di flusso nelle linee (pressione,

⁶⁸ Le regole che vanno sotto questa dizione sono volte a garantire, oltre che la qualità, la sicurezza e l'efficienza del servizio, anche un accesso alla rete trasparente e non discriminatorio. Viene richiesta la rispondenza a determinati requisiti da parte dei richiedenti l'accesso (definizione di *cliente idoneo*, secondo quanto prescritto dal DL 164/2000), l'impegno a comunicare i programmi di trasporto nei dettagli e con frequenza mensile, settimanale e giornaliera (ai fini della ottimizzazione dei flussi di gas), vengono definite la quantità massima giornaliera che lo *shipper* può immettere o prelevare nel corso dell'anno termico (nei punti di immissione e di prelievo stabiliti nel contratto) e, insieme, la procedura e la tempistica con cui viene assegnata la capacità di trasporto.

Vengono, infine, definite due modalità di bilanciamento: il *bilanciamento fisico*, che inquadra le operazioni che SRG affida al suo dispacciatore per tenere sotto controllo continuo i parametri di flusso del gas (porta e pressione); il *bilanciamento commerciale*, ovvero il dispositivo di penalizzazioni che disincentiva il cliente a provocare sbilanciamenti tra quantità di gas immesse e quantità prelevate, dando luogo a disservizi e squilibri di gestione.

⁶⁹ Gli operatori che richiedono l'accesso alla rete per il trasporto del gas.

⁷⁰ La delibera è tuttora *sub iudice*, sia a causa del ricorso presentato dalla società Dalmine Energie al TAR della Lombardia, sia perché altri ricorsi vengono agitati da altri operatori.

portata e qualità), il controllo dell'assetto delle parti dell'impianto di rete, la programmazione annuale, mensile, settimanale e giornaliera della capacità di trasporto, il coordinamento con gli impianti di stoccaggio e con altri centri di dispacciamento nazionali ed eventualmente esteri.

È il centro di dispacciamento, inoltre, che attiva e coordina gli interventi di emergenza in collegamento con le unità funzionali locali.

3.2.5.2 Tariffe per il trasporto, il dispacciamento del gas naturale e l'utilizzazione di terminali GNL

La Delibera n. 120 del 30 maggio 2001 ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto ed il dispacciamento del gas naturale e per l'accesso ai terminali GNL.

Il provvedimento in argomento inquadra sia le attività delle imprese già attive nel sistema (Snam, Edison Gas, Tmpc e Sgm) che quelle delle imprese di recente ingresso e che debutano sul mercato.

La regolazione tariffaria avanzata dall'AEEG, che deve provvedere ad individuare, per ciascuna impresa e per il primo anno termico di un periodo di regolazione fissato in 4 anni, i criteri per il calcolo dei ricavi tariffari riconosciuti, è il risultato della ricerca di una sintesi equilibrata tra due opposte esigenze. Da una parte c'è l'adozione di criteri comuni e condivisi per la determinazione del capitale investito, del suo tasso di rendimento, degli ammortamenti e dei costi operativi. Dall'altra, la opportunità di ovviare alla difficoltà di applicare criteri rigidamente standardizzati per la determinazione dei ricavi tariffari da riconoscere individualmente ad imprese di diverse dimensioni ed operanti in condizioni differenziate.

La determinazione dei ricavi di riferimento viene effettuata sugli elementi di costo propri dell'attività di trasporto e di rigassificazione, a copertura dei costi di capitale ed operativi, inclusa una congrua remunerazione del capitale investito, come d'altra parte disposto dal DL 164/2000 (art. 23, comma 2).

I costi riconosciuti comprendono:

- costo del capitale investito netto (*Regulatory Asset Base, RAB*)⁷¹, moltiplicato per un rendimento del 7,94% annuo, al lordo delle imposte;
- ammortamenti, riferiti ai tempi di vita economica dei beni individuati secondo gli *standard* usualmente applicati nei paesi europei (ad esempio, 40 anni di durata tecnico-economica per i gasdotti, 20 anni per gli impianti di compressione, 25 anni per i terminali GNL, 50 anni per i fabbricati e 10 anni per le altre immobilizzazioni);
- costi operativi effettivamente sostenuti dalla impresa di trasporto nell'esercizio dell'anno preso in considerazione, quali quelli relativi al personale, al materiale di consumo, alla compressione e spinta del gas, ai servizi forniti da terzi e ad altre voci diverse dagli ammortamenti.

Le imprese calcolano, a partire dai ricavi di riferimento, le componenti della propria tariffa sulla base della metodologia *entry-exit*, un approccio più semplice rispetto a quella *da punto a punto*, di difficile applicazione in una rete fortemente magliata come quella italiana, e sottopongono la loro proposta tariffaria all'AEEG.

Le tariffe di trasporto sulla RRG sono, peraltro, uniformi su tutto il territorio nazionale e correlate alla capacità di trasporto nei punti di consegna, con riduzioni proporzionali alla distanza per i punti di consegna che si trovino in comuni a meno di 15 km dalla RNG.

È una struttura tariffaria che, rispetto a quella basata soltanto sulla distanza, si approssima meglio alle circostanze localmente mutevoli del trasporto, in quanto riconosce il costo di trasporto dei volumi trasportati in rapporto alla capacità di trasporto che, se è prenotata in condizioni di punta, può non essere effettivamente utilizzata in tutti i giorni dell'anno.

L'incidenza relativa del corrispettivo di capacità e di quello per volumi trasportati è rispettivamente del 70 e del 30%, quest'ultimo agendo obiettivamente come incentivo per le

⁷¹ Determinato con il "metodo del costo storico rivalutato", altrimenti noto come *Current Cost Accounting, CCA*)

imprese ad utilizzare pienamente l'impianto, assicurandosi il massimo ricavo in termini di portata.

Il meccanismo di aggiornamento dei ricavi riconosciuti fa riferimento sia alla capacità che ai volumi ma, mentre il dispositivo relativo alla capacità determina l'ammontare complessivo dei ricavi indipendentemente dai volumi trasportati ed impone comunque un tetto ai ricavi (*revenue cap*), quello relativo ai volumi impone un limite massimo al corrispettivo per unità di volume trasportato (*price cap*). Questa componente dei ricavi, quindi, è sensibile ai volumi trasportati.

La definizione delle tariffe per l'utilizzazione dei terminali di rigassificazione del gas ha utilizzato il medesimo criterio di calcolo seguito nel caso del trasporto in condotta, applicando un ritorno sugli investimenti del 9,15%, più alto che nell'altro caso in ragione del più alto grado di rischio. Per questo stesso motivo, insieme a quello legato alla determinazione di incentivare la realizzazione di nuovi impianti, la riduzione del *price cap* è stata abbassata al 2%.

Le tariffe di trasporto del gas naturale nella RNG e nelle RRG e le tariffe di rigassificazione presso l'impianto di Panigaglia, presentate a suo tempo dagli operatori, sono state approvate dall'AEEG con la Delibera n. 193 del 7 settembre 2001.

Nella stessa delibera sono stati individuati i punti di ingresso nella rete nazionale, i punti di collegamento di questa con le reti regionali che coprono 17 aree territoriali, ed altri parametri, quali i corrispettivi per il trasporto sulla RNG (tabelle 3.20 e 3.21):

- un corrispettivo legato al volume CV (in euro/GJ);
- un corrispettivo di capacità Cpe per ciascuno dei 16 punti di entrata nella RNG (in euro/m³/giorno);
- un corrispettivo di capacità Cpu per ciascuno dei 17 punti di innesto alle reti regionali (in euro/m³/giorno);
- ed i corrispettivi per il trasporto sulle reti regionali:
- un corrispettivo di capacità CRr (in euro/m³/giorno), unico per tutti i punti di riconsegna del gas da parte dell'impresa di trasporto⁷²;
- un corrispettivo fisso CF, associato alla tipologia del punto di riconsegna (in euro) ed articolato su vari livelli per la rete di gasdotti.

⁷² Sulla rete regionale il corrispettivo unitario di capacità e quello fisso presentano naturalmente due valori numerici, uno proposto da Snam e l'altro da Edison Gas, entrambi approvati dall'AEEG.

Tabella 3.20

TARIFFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO

Anno termico 2001-2002

CORRISPETTIVO UNITARIO LEGATO AL VOLUME CV (euro/GJ)					0,176549
CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE NAZIONALE (euro/Smc/g)					
CPe		CPu			
MAZARA DEL VALLO	3,032460	FRIULI-VENEZIA GIULIA	A		0,841763
PASSO GRIES	0,338364	TRENTINO-ALTO ADIGE-VENETO	B		0,986886
TARVISIO	0,857216	LOMBARDIA ORIENTALE	C		1,076087
PANIGAGLIA	0,613272	LOMBARDIA OCCIDENTALE	D		1,276102
NORD OCCIDENTALE	0,077469	NORD PIEMONTE	E1		1,535033
NORD ORIENTALE	0,104647	SUD PIEMONTE E LIGURIA	E2		1,276102
RUBICONE	0,077469	EMILIA E LIGURIA	F		0,986886
FALCONARA-FANO	0,494016	BASSO VENETO	G		0,862372
PINETO	0,720943	TOSCANA E LAZIO	H		0,858547
SAN SALVO	0,559849	ROMAGNA	I		0,697670
CANDELA	0,633425	UMBRIA E MARCHE	L		0,569331
MONTE ALPI	0,905488	MARCHE E ABRUZZO	M		0,524838
CROTONE	2,026530	LAZIO	N		0,659117
GAGLIANO	2,174299	BASILICATA E PUGLIA	O		0,735951
		CAMPANIA	P		0,521476
STOCCAGGI ENI-EDISON GAS	0,174442	CALABRIA	Q		0,446735
		SICILIA	F		0,157519

Fonte: AEEG, 2002

Tabella 3.21

CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE REGIONALE CRr (euro/Smc/g)			
EDISON GAS E SGM			1,801000
RETE GAS ITALIA			1,312991
CORRISPETTIVO FISSO CF (euro/punto di riconsegna)	1° livello	2° livello	3° livello
EDISON GAS E SGM ^(A)	31,00	2.141,30	5.183,70
RETE GAS ITALIA ^(B)	3.098,70	7.746,80	17.570,60
TARIFFA INTERROMPIBILE			
EDISON GAS E SGM	riduzione del 4% di CRr per un'interruzione di 5 giorni con preavviso di 48 ore		
RETE GAS ITALIA	riduzione dell'8% dei corrispettivi CPe, CPu e CRr per un'interruzione di 5 giorni con preavviso di 3 giorni		

(A) La definizione dei livelli è in funzione di 2 parametri: consumo annuo del punto di riconsegna e tipologia di catena di misura.

(B) La definizione dei livelli è in funzione di 4 parametri: metri cubi prelevati, tipologia di misura, tipologia degli apparati di misura, metodo di acquisizione dei dati di misura.

Fonte: AEEG, 2002

3.2.5.3 Stoccaggio

Anche nel segmento stoccaggio, è il DL 164/2000 che ha tracciato gli indirizzi, la sequenza degli adempimenti nel tempo (tra questi la separazione societaria) ed ha predisposto gli opportuni collegamenti con la produzione legislativa successiva.

Il gruppo ENI ha conferito le attività di stoccaggio alla nuova società Stogit (Stoccaggi Gas Italia), che offre ai clienti idonei (così come sono definiti dal DL 164/2000) i servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione, secondo la definizione che di questi ultimi dà il DL del MAP datato 9 maggio 2001.

La società Stogit gestisce 8 impianti di stoccaggio, così distribuiti regionalmente:

- in Lombardia: campi di Brugherio, Settala, Serignano, Ripalta;
- in Emilia-Romagna: campi di Cortemaggiore, Minerbio, Sabbioncello;
- in Molise: campo di Cupello.

Stogit porta in tal modo sul mercato una capacità complessiva di 28 miliardi m³, 16 miliardi dei quali costituiscono il *working gas* (gas estraibile e reiniettabile ciclicamente), con una producibilità giornaliera in condizioni di massimo riempimento di 280 milioni m³/giorno.

Edison S&T detiene invece le concessioni di stoccaggio nel Campo di Collalto in Veneto e di Cellino in Abruzzo, per una capacità totale di 680 milioni m³, un volume di *working gas* di 263 milioni di m³ e una producibilità giornaliera in condizioni di massimo riempimento di 2 milioni di m³/giorno.

Stogit ed Edison S&T hanno provveduto a pubblicare i termini e le condizioni transitorie per l'accesso dei clienti idonei (DL 164/2000) ai servizi di stoccaggio per il periodo contrattuale 1 maggio 2001 - 31 marzo 2002.

Se la capacità complessiva di stoccaggio descritta è retaggio del sistema verticalmente integrato del passato, la generazione di volumi aggiuntivi, prevista allo scopo di incentivare l'avvio della concorrenza, è stata già messa in moto nel 2001, in accordo con la 164/2000 e con le procedure a carattere concorrenziale fissate dalla AEEG, per la presentazione delle istanze da parte degli operatori interessati e l'espletamento della gara per le concessioni.

Chiusa la fase della consultazione della *data room*, la base di informazioni messa a disposizione dei concorrenti, le domande di concessione di stoccaggio in concorrenza per i giacimenti in fase avanzata di coltivazione sono state presentate al MAP a partire dal 10 giugno e fino al 10 settembre 2002.

Si prevede che i risultati della gara possano maturare entro la fine del 2002, per passare alla assegnazione delle concessioni.

I sei giacimenti classificati sono quelli di Cotignola, Ravenna Terra, Cornegliano, San Potito, Cugno le Macine e Serra Pizzuta, di cui vengono date coordinate e caratteristiche sul Bollettino di giugno 2002 pubblicato dall'Ufficio Idrocarburi e Geotermia (Buig) del MAP.

Tra gli operatori interessati a concorrere per la concessione di stoccaggio, figurano: Edison, ENEL-Camuzzi⁷³, Cpl Concordia (che detiene alcune attività ex-BG), Forest Oil, Enterprice Oil (gruppo Shell), Meta Modena, Amps Parma.

Nell'elenco figurano anche, naturalmente, anche altre compagnie interessate alle autorizzazioni per l'importazione di gas naturale, quali Energia (Cir-Verbund⁷⁴), Unendo Energie (Bridas e Italcogim), Bridas, Dalmine Energia e i due Consorzi Plurigas e Blugas.

Nel marzo 2002, l'Autorità ha diffuso un documento preliminare come piattaforma di consultazione sul tema "Criteri e priorità per la predisposizione dei Codici di stoccaggio e la definizione delle condizioni di accesso e degli obblighi dei soggetti che svolgono tale attività".

Nel documento sono enunciate proposte che prefigurano la coesistenza di servizi di stoccaggio offerti con accesso regolato e con accesso negoziato. Viene inoltre definita la priorità di accesso, come l'ordine di precedenza da assegnare ai richiedenti l'accesso al servizio di stoccaggio, in relazione alla classificazione enunciata nella Legge 164/2000 in stoccaggio minerario, strategico e di modulazione⁷⁵.

La promulgazione da parte dell'AEEG dei criteri per la definizione del codice di stoccaggio, insieme alla metodologia di calcolo delle tariffe sono da considerare come elementi fondanti del processo di edificazione del nuovo mercato.

Le tariffe di stoccaggio

Con la Delibera n. 26 del 27 febbraio 2002 l'AEEG ha approvato i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale (tabella 3.22). In base a tali criteri, elaborati sulla base dell'analisi dei costi del servizio⁷⁶, la società Stogit, che dispone del 98% della

⁷³ Il 22 aprile 2002 (Bollettino n. 14), l'Antitrust ha dato via libera all'acquisto di Camuzzi Gasometri da parte dell'ENEL, con la motivazione secondo la quale la quota di mercato che l'ENEL potrà conseguire sul versante delle vendite di gas naturale, dove l'ENI è largamente dominante, non supera il 5% (non supera comunque il 12%, invece, se ci si riferisce esclusivamente alla quota del gas distribuito alle utenze residenziali).

⁷⁴ La compagnia Verbund è detenuta al 51% dallo Stato austriaco.

⁷⁵ Secondo i criteri di precedenza proposti dall'AEEG, il servizio dovrebbe essere conferito in via prioritaria ai soggetti ai quali è affidata la sicurezza del sistema-gas, ovvero le imprese di trasporto e quelle altre tenute, direttamente o indirettamente, a fornire servizio di modulazione e di bilanciamento. Seguono poi gli altri clienti idonei, italiani e di altri paesi membri dell'UE, e, infine, clienti idonei e altre imprese del gas di paesi extra-comunitari, fatte salve le condizioni di reciprocità per questi ultimi.

Si ricorda che, secondo la legge 164/2000, le disponibilità di stoccaggio in via prioritaria sono, invece, riservate alle esigenze di coltivazione di giacimenti di gas nazionale (stoccaggio minerario) e, in second'ordine, possono essere destinate alle scorte strategiche, cui concorrono i soggetti importatori di gas da paesi extra-comunitari (stoccaggio strategico).

⁷⁶ All'insieme dei costi deve essere applicato un tasso di rendimento medio ponderato pari all'8,3%. La struttura della tariffa prevede due componenti fisse, una relativa all'impegno annuale di capacità (volume impegnato nel giacimento), l'altra relativa alla massima capacità di erogazione richiesta in un giorno nel corso dell'anno, oltre ad una componente variabile, calcolata in rapporto alle

capacità di stoccaggio in Italia, calcola le tariffe che vanno in vigore dall'inizio dell'anno termico e le sottopone alla approvazione dell'Autorità.

Tabella 3.22

Tab. 6 - Tariffe per lo stoccaggio di modulazione e minerario, valide per l'anno contrattuale 2001 - 2002	
Impegno di capacità (Euro/GJ/anno)	0,546
Iniezione (Euro/GJ/mese)	
Maggio	0,195
Giugno	0,241
Luglio	0,403
Agosto	0,510
Settembre	0,590
Erogazione (Euro/GJ/mese)	
Ottobre/Novembre	3,926
Dicembre	6,471
Gennaio	10,031
Febbraio	8,518
Marzo	7,149

Fonte: MCC, 2002

Stogit ha presentato per l'anno termico 2001-02, in conformità alle indicazioni del DL 164/2000 ed ai criteri citati, un sistema tariffario uniforme per i diversi impianti, coerente con l'indirizzo di gestione integrata del servizio e di non discriminazione nei riguardi delle aree con minori dotazioni infrastrutturali a cui l'Autorità ha dato il suo assenso.

Le tariffe sono differenziate, secondo il principio di corrispondenza ai costi, in relazione al servizio prestato (stoccaggio minerario, strategico, di modulazione) e inglobano la remunerazione dello *stock* degli investimenti, inclusi i volumi bloccati del *cushion gas*, i costi operativi e gli ammortamenti.

Allo stoccaggio strategico è stata assegnata una tariffa forfetaria nella misura di 3,36 euro per $10^3 \text{ m}^3/\text{mese}$.

Alla costruzione delle tariffe per lo stoccaggio di modulazione e minerario concorrono invece le diverse componenti dei servizi offerti, cioè la capacità impegnata in termini di volume, l'onere di iniezione e la portata massima giornaliera di erogazione.

Gli ultimi due fattori presentano una incidenza variabile in rapporto al mese in cui avviene la prestazione del servizio.

Le imprese come Edison T&S che gestiscono impianti di stoccaggio non ancora a regime, o ne sviluppano di nuovi, sono libere di determinare autonomamente le proprie tariffe, in un regime di libera tariffazione che può favorire l'ingresso di nuovi attori sul mercato, riservandosi l'Autorità l'esercizio del controllo sui nuovi contratti di stoccaggio e la facoltà di imporre modifiche alle clausole contrattuali che contrastino con il principio della trasparenza e la libertà di accesso a parità di condizioni.

L'Autorità ha respinto la proposta tariffaria di Stogit per l'anno termico 2002-03 ma, al fine di

quantità immesse ed estratte.

Alle tariffe così definite e che rimangono in vigore per 4 anni, si applica un *price cap*, che tiene conto dell'inflazione e di un recupero di produttività pari al 2,75% annuo.

evitare incertezze in corrispondenza dell'avvio del nuovo anno termico (delibera n. 49 del 26 marzo 2002), ha definito per Stogit i valori dei corrispettivi unitari che concorrono alla tariffa di stoccaggio, corrispettivi che rimarranno in vigore fino al 2006.

3.2.5.4 Vendita e fiscalità

Il mercato libero del gas in Italia, secondo i dati al 1999 forniti dall'AEEG (Relazione aprile 2002), è costituito da:

- 3.200 utenti industriali allacciati alle reti Snam/Edison/Sgm (pari al 64% del totale, 17 miliardi m³/anno in termini di consumi);
- 6.148 clienti industriali e ospedalieri allacciati a reti di distribuzione (consumi intorno a 6 miliardi m³);
- circa 1.680 clienti civili, grandi *compounds* residenziali, che consumano intorno a 800 milioni m³;
- 25 centrali di generazione elettrica (19 miliardi di m³);
- 750 aziende distributrici (consumi per circa 29 miliardi m³, da attribuire al mercato vincolato).

In base al DL 164/2000, viene definito cliente idoneo chi consuma più di 200.000 m³/anno di gas naturale.

Con la delibera n. 184 del 9 agosto 2001, l'AEEG ha emanato una direttiva che assegna ai clienti idonei il diritto di recedere dai contratti in corso e cambiare fornitore.

È un provvedimento che libera circa 11.800 clienti idonei, che possono adesso, in linea di principio e di diritto, cogliere tempestivamente le offerte di altri fornitori in concorrenza sul mercato (tabella 3.23).

Nei Paesi dell'UE la fiscalità incide, in media, tra il 17,8% ed il 33%, a seconda del livello dei consumi⁷⁷.

In particolare, l'incidenza del prelievo sul prezzo finale per le piccole utenze domestiche è in media del 18,3%, valore sul quale l'Italia risulta allineata. Per le utenze domestiche di maggiori dimensioni, invece, il carico fiscale italiano è molto più alto (circa il 43%) a fronte di una media europea compresa tra il 31,8% per i consumi fino a 2.200 m³/anno e del 33% per consumi fino a 3.300 m³/anno⁷⁸.

Nel confronto relativo alle utenze industriali, l'Italia si caratterizza tra i paesi dell'UE per una misura del prelievo fiscale in linea alla media europea e compresa tra il 4,8% e il 9,9%, secondo i livelli rappresentativi dei consumi (tabella 3.24).

Anche la tariffazione italiana è regressiva rispetto alla progressione dei consumi industriali, come il resto dell'Europa ma, nonostante questa affinità, le tariffe industriali italiane si presentano in alcuni casi molto più alte.

Per livelli di consumo industriale, pari a 11.000 m³/anno, il prezzo in Italia è di ben il 28,2% superiore a quello medio europeo; il differenziale si abbassa al 9,4% per i consumi fino a 109.000 m³/anno.

L'analisi comparata dei dati metterebbe anche in evidenza la forte variabilità dei valori nazionali, a causa di un alto prelievo ambientale nei Paesi Bassi, in Austria e Germania e di un prelievo nullo in Francia, Irlanda, Regno Unito e Spagna.

⁷⁷ Vedi Rapporto MCC 2002, op. cit. (pg. 62-63).

⁷⁸ Le due fasce di consumo in argomento rappresentano i 2/3 circa del totale, per cui l'incidenza fiscale grava pesantemente sui prezzi finali per la maggioranza degli utenti.

Tabella 3.23

STRUTTURA DELLE VENDITE^(A) DEI PRINCIPALI GROSSISTI SUL MERCATO LIBERO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NEL 2001

NOME GROSSISTA	VENDITE DIRETTE A CLIENTI FINALI	VENDITE ALL'INTERNO DEL GRUPPO	VENDITE AD ALTRI DISTRIBUTORI E GROSSISTI	TOTALE
Energia elettrica (milioni di kWh)				
Enel Trade	26.892	0	213	27.105
Edison Energia	9.771	1.332	0	11.103
Assoenergia	4.515	418	41	4.974
Energia	3.766	13	0	3.779
EGL Italia	3.187	0	158	3.345
AEM Energia/Trading	1.561	618	360	2.539
Dalmine Energie	653	1.592	172	2.418
ASM Energia Ambiente	1.687	11	276	1.974
EniPower Trading	1.012	217	646	1.875
Electra Italia	1.434	0	70	1.504
E.On Italia	264	0	1.217	1.482
Centomilacandele	145	684	99	928
Scaligera Energia	634	634	0	0
Altri	4.376	2.280	1.657	8.314
TOTALE	59.897	7.167	4.909	71.973
Gas (milioni di mc)				
Eni Gas Et Power	14.364	8.651	21.635	44.650
Enel Ftl	191	6.036	104	6.330
Edison Gas	712	1.756	894	3.362
Plurigas	183	771	6	960
Aem Trading	179	428	0	608
Enel Trade	199	0	129	328
Estgas	231	65	0	296
Utilità	113	0	11	123
Eos Energia	0	116	7	123
Energia Concordia	0	40	77	116
Blugas	0	68	6	74
Sgr servizi	0	57	0	57
Dalmine Energie	0	51	1	52
Altri	37	0	46	82
TOTALE	16.209	18.039	22.916	57.161

(A) Dati che includono le rivendite.

Fonte: AEEG, 2002

Tabella 3.24

IMPOSTE SUL GAS

Lire/mc (se non diversamente specificato) e aliquote percentuali in vigore nel 2001 e 2002

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		
ADDIZIONALE REGIONALE ^(A)					
PIEMONTE	36,22	50	50	50	12,1
LOMBARDIA ^(B)	10	30	35	35	10
VENETO	10	38,5	50	50	12,1
LIGURIA ^(C)	36,22	50	50	50	12,1
EMILIA ROMAGNA	36,22	60	60	60	12,1
TOSCANA	36,22	50	50	50	12,1
UMBRIA	10	10	10	10	10
MARCHE	30	30	30	30	12,1
LAZIO	36,22 ^(D)	60 ^(D)	60	60	12,1
ABRUZZO	30,475	30,475	50	50	12,1
MOLISE	10	10	10	10	10
CAMPANIA	30,475	30,475	50	50	12,1
PUGLIA	30,475	30,475	50	50	12,1
BASILICATA	30,475	30,475	50	50	12,1
CALABRIA	30,475	30,475	50	50	12,1
ALiquota IVA (%)	10	20	20	20	20

(A) Le regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero.

(B) Aliquota ridotta a 10 lire/mc per i comuni appartenenti alla fascia climatica "F".

(C) Aliquota ridotta a 30 lire/mc per i comuni appartenenti alla fascia climatica "E" e a 20 lire/mc per quelli nella fascia "F".

(D) Aliquota ridotta a 30,475 lire/mc nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno. Si tratta delle regioni Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle province di Frosinone e Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni comuni della provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

Fonte: AEEG, 2002

3.2.5.5 Servizi pubblici

I limiti ed i vincoli che tuttora caratterizzano i fattori di competitività delle imprese italiane sono stati messi in particolare in evidenza nella Relazione sulla situazione economica del Paese, anno 2001, presentata dal Governatore della Banca d'Italia.

Tra le considerazioni svolte al riguardo, è il caso di riportare quelle che analizzano per il 2001 le interazioni tra le strutture e gli interessi dell'industria energetica, con particolare riferimento ai servizi pubblici, e il quadro generale dell'economia nazionale.

Anche nel settore dei servizi pubblici, che è il terreno sul quale più direttamente il consumatore potrebbe misurare il trasferimento dei benefici della liberalizzazione, il processo di riordinamento stenta ad avanzare, anche se al suo attivo va annoverata la vendita a privati di quote del capitale di alcune grandi aziende municipalizzate.

Gran parte delle attività, infatti, sono ancora gestite da imprese pubbliche, ed a ciò si deve

anche aggiungere che il disegno di legge predisposto nella passata legislatura per la nuova regolazione, dopo un controverso iter parlamentare, è decaduto alla scadenza della legislatura.

L'attuale programma di riassetto delle forme di gestione dei servizi pubblici locali è oggetto dell'art. 23 del disegno di legge n. 699 del 2001 (convertito nella legge 28 dicembre 2001, n. 448, legge finanziaria 2002). Tale normativa si applica per la parte non specificamente disciplinata dal DL n. 164 del 2000.

L'impostazione di base, che mette a regime il funzionamento dell'intero sistema, è la suddivisione netta delle imprese operanti nel settore del gas in imprese che "trattano" la materia prima "gas" e imprese che "forniscono" alle prime i necessari servizi.

Alla prima categoria appartengono le imprese che producono gas naturale in Italia, ovvero lo importano e che, in un caso o nell'altro, lo utilizzano per fini propri ovvero lo vendono a grossisti o a clienti finali. La seconda categoria comprende, invece, le imprese che forniscono i servizi di trasporto, dispacciamento, stoccaggio e distribuzione del gas naturale. Tali servizi rientrano, in Italia, nella categoria delle attività regolate, in quanto sottoposte al controllo da parte dell'AEEG, che ne determina anche le tariffe⁷⁹.

Nel parere espresso alla fine del 2001, l'AGCM ha già avuto modo di esprimersi al riguardo, criticando l'eccessiva lunghezza dei tempi previsti per la transizione alla piena liberalizzazione, la debolezza del principio di separazione fra gestione delle reti ed erogazione dei servizi, il varco che la normativa lascia aperto alla possibilità di affidare, senza ricorso a procedure di gara pubblica, ad aziende speciali e società miste l'attività di erogazione. Anche l'introduzione di incentivi a favore della privatizzazione, senza assicurare al tempo stesso una adeguata apertura del mercato locale, è stata oggetto delle critiche dell'Autorità.

Le nuove norme relative alla distribuzione del gas sono rivolte anche a creare le condizioni per una più alta efficienza delle imprese e per il superamento dell'attuale frazionamento del sistema distributivo.

In uno scenario in cui mutano le caratteristiche strutturali dei mercati e si modificano le condizioni di concorrenza, il margine di cui le imprese dispongono per competere con successo in un contesto nazionale aperto alla concorrenza estera, sarà sempre più esiguo e sempre più legato alla ricerca di più alti livelli di efficienza.

La normativa approvata in sede di Legge Finanziaria 2002 fa pensare che le linee guida, attraverso le quali il Governo dà attuazione all'art. 35 della legge, intendono accompagnare il percorso evolutivo verso il libero mercato e la concorrenza attraverso la crescita della produttività, la maggiore efficienza nei servizi e nei processi, la introduzione di strumenti che garantiscano l'innovazione e la trasparenza dei meccanismi di confronto, istituzionali (gare) e non.

3.2.5.6 Distribuzione di gas naturale

Nel 2001 è proseguita l'attività di rilevazione dei dati sulla qualità e le modalità del servizio erogato ai clienti finali, anche in relazione all'entrata in vigore (1 gennaio 2001) della delibera 2 marzo 2000, n. 47 dell'Autorità, che ha introdotto una nuova disciplina della qualità commerciale

⁷⁹ Sono stabilite dall'AEEG anche le tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL.

È stata emessa il 2 luglio u.s. la Delibera n. 128/02 dal titolo: "Disposizioni in materia di tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL, in attuazione della Delibera del 30 maggio 2001, n. 120/01", che sostanzialmente approva la proposta di tariffa di rigassificazione per l'anno termico 2002-03 presentata dalla compagnia GNL Italia SpA del gruppo ENI (terminale di Panigaglia).

Per quanto riguarda, in particolare, le tariffe di distribuzione del gas naturale, il più recente aggiornamento emesso dall'AEEG (Delibera del 26 giugno 2002, n. 167) modifica ed integra l'analogo provvedimento n. 237 del 28 dicembre 2000 e stabilisce la metodologia per la determinazione del costo medio annuo di distribuzione, legittimando la possibilità per gli esercenti di calcolare il capitale investito con il metodo del costo rivalutato, anche per tenere conto della sentenza del TAR della Lombardia dell'ottobre 2001 (SQ, 20 luglio 2002, pg. 7).

del servizio rispetto allo schema delineato nella Carta dei Servizi⁸⁰.

È in corso di completamento, ad opera dell'Autorità, degli Organi centrali di normazione tecnica e delle associazioni industriali del settore, la normativa tecnica per la sicurezza e la continuità del servizio, necessaria per la piena attuazione della delibera 28 dicembre 2000, n. 236, relativa alla regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas naturale.

Ispezione della rete e sicurezza

L'ispezione della rete per la ricerca di fughe di gas è uno degli aspetti più significativi della sicurezza degli impianti di distribuzione del gas.

Per valutare efficacemente l'impatto dei servizi di ispezione in relazione alla quantità ed alle caratteristiche della rete ispezionata, l'AEEG presenta i dati di cui dispone raggruppandoli in funzione del regime di pressione che caratterizza le due tipologie di rete (media e bassa pressione) e distinguendo gli esercenti in tre categorie (per dimensioni: grandi, medi e piccoli)⁸¹.

I risultati dell'indagine svolta dall'AEEG, relativamente al biennio 1999-2000, mettono in evidenza:

- riduzione del 7% nel numero totale delle ispezioni effettuate nel 2000 sulla rete in media pressione (44% di rete ispezionata rispetto al 51% dell'anno precedente);
- quadro complessivo pressoché stazionario nella rete a bassa pressione (33,9% nel 2000, rispetto al 33% del 1999), in cui medi e piccoli esercenti compensano la sensibile riduzione di ispezioni che si registra nel campo dei grandi esercenti (circa il 10%, dal 38% al 34,2%);
- 200 esercenti per la media pressione e 196 per la bassa, ai quali corrisponde il 10% dei clienti serviti, non hanno ispezionato alcun tratto di rete.

Per quanto riguarda l'odorizzazione del gas, dall'AEEG è stato esaminato il grado di odorizzazione (in mg/m³ alle condizioni *standard*), in relazione a composti prevalentemente utilizzati dagli esercenti:

- THT, con il tetra-idro-tiofene come componente principale;
- TBM, con il ter-mutil-mercaptano come componente principale;
- una combinazione dei due composti.

Viene anche messo in evidenza che alcuni esercizi (23 esercenti per un totale di 102.000 clienti) non hanno saputo indicare la quantità di odorizzante immessa nel gas distribuito.

A conclusione della informazione sul tema delle ispezioni sulla rete interrata a varia pressione e della sicurezza, vale la pena di segnalare che non è stato possibile rilevare, sulla base dei dati pubblicati dall'AEEG⁸², alcun riferimento all'età dei rami di rete ispezionati: un dato che potrebbe risultare non soltanto utile ma necessario per la prescrizione di modalità e frequenza di ispezione adeguate alle diverse circostanze.

Altrettanto dicasi per il monitoraggio dello stato di conservazione e della efficacia dei dispositivi di protezione catodica.

È anche sulla base di tali osservazioni che la cartografia dell'impianto di distribuzione, predisposta su supporto informatico dal 1 gennaio 2002, dovrebbe essere continuamente aggiornata nel rispetto degli obblighi stabiliti dalla delibera dell'AEEG n. 236/00.

⁸⁰ La delibera n. 47/00 è stata parzialmente modificata con la delibera 28 dicembre 2001, n.334, con la quale viene tenuto conto della separazione societaria imposta ai grandi esercenti a partire dal 1 gennaio 2002 dal DL 23 maggio 2000, n. 164.

⁸¹ Grandi esercenti: con un numero di clienti maggiore di 100mila

Medi esercenti: con un numero di clienti compreso tra 10mila e 100mila

Piccoli esercenti: con un numero di clienti minore di 10mila

⁸² Si ricorda che i due specifici aspetti della sicurezza della distribuzione, l'odorizzazione e la classificazione dei tronchi della rete per età, costituiscono due componenti fondamentali, una soggettiva e l'altra oggettiva, che concorrono all'accertamento della vulnerabilità della rete.

Scade il 31 dicembre 2003 la verifica da parte dell'AEEG dei dati raccolti dagli esercenti e l'estensione a tutti i distributori degli obblighi di servizio per la sicurezza e la continuità, eventualmente riveduti e corretti sulla base di tale verifica.

3.3 IL CARBONE

3.3.1 Produzione

L'unica risorsa carbonifera italiana è concentrata nel bacino del Sulcis Iglesiente, nella Sardegna sud-occidentale. Si tratta di un deposito di carbone sub-bituminoso di età Eocenica, costituito da numerosi strati di carbone, 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 km²) contiene, in base alle più recenti stime sulle riserve coltivabili nelle attuali condizioni, oltre 57 milioni di tonnellate di carbone mercantile⁸³, con potere calorifico maggiore di 5000 kcal/kg ed elevato contenuto di ceneri e zolfo.

Il bacino carbonifero, le cui attività estrattive erano state sospese nel 1972, è stato riattivato nel 1997 nel quadro del piano di disinquinamento del territorio Sulcis-Iglesiente.

In particolare, con DPCM del 30.1.90 il territorio del Sulcis-Iglesiente è stato dichiarato "area ad elevato rischio di crisi ambientale", in relazione all'elevata concentrazione di impianti industriali ed energetici. Il relativo piano di disinquinamento e risanamento, approvato con il DPCM del 23.4.93 ed attuato con successivo DPR del 28.1.94, prevede fondamentalmente due piani di azione:

- interventi sugli impianti industriali esistenti, finalizzati ad un adeguamento dei limiti di emissioni nell'ambiente, ed al ripristino di specifiche situazioni di degrado.
- promozione dello sviluppo congiunto minerario ed energetico del Sulcis-Iglesiente, la cui origine risale alla legge 351/85 ("Norme per la riattivazione del bacino minerario del Sulcis") ed ai successivi studi finalizzati all'utilizzo energetico ed eco-compatibile del carbone Sulcis. In sintesi, il DPR 28.1.94 ("Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente") stabilisce che, ai fini dello sviluppo del bacino carbonifero del Sulcis, venga affidata una "concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e la produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi mediante gassificazione".

Il progetto integrato di gassificazione è stato ufficialmente dichiarato fallito nel giugno 2002 e dei relativi dettagli si parlerà nel seguito. Attualmente, la miniera ha una capacità produttiva di circa 400.000 t/anno. La società Carbosulcis, che ha in gestione la miniera e fa capo all'Ente Minerario Sardo in via di privatizzazione, dispone attualmente di un organico complessivo di 812 minatori, per 200 dei quali il 4 luglio 2002 è scaduta la cassa integrazione.

Per quanto riguarda gli eventuali sbocchi della produzione in grado di compensare i quantitativi ipotizzati per l'alimentazione dell'impianto di gassificazione, si stanno studiando progetti alternativi.

I nuovi progetti potrebbero coinvolgere sia ENEL Produzione (eventualmente con due gruppi a letto fluido invece dell'unico fino ad ora programmato nella centrale di Portovesme), sia la società di produzione di piombo e zinco Portovesme Srl, che intenderebbe realizzare una nuova centrale a carbone da 120-150 MW per ovviare al problema dell'elevato costo dell'energia che grava sui cicli di lavorazioni dei metalli non ferrosi. In quest'ultima ipotesi la quota di carbone richiesta potrebbe aggirarsi intorno a 150-200.000 t/anno.

Per l'alimentazione della centrale ENEL Produzione di Portovesme, dotata di desolficatori, sono richieste 300.000 tonnellate annue di carbone che sono conferite in quantità mensili di 20-25.000 tonnellate, compatibilmente con le esigenze produttive dell'ENEL.

⁸³ La riserva *in situ* è di circa 128 milioni di tonnellate con produzione a regime fino a 3,3 milioni di tonnellate/anno di grezzo (40% di ceneri).

3.3.2 Importazione

L'Italia importa via mare circa il 99% del totale del proprio fabbisogno di carbone. 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. Le provenienze sono differenziate 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.

Le importazioni totali di combustibili solidi sono aumentate del 3%, passando dai 19,5 milioni di tonnellate del 2000 ai 20,1 del 2001: il contributo maggiore è derivato dal carbone da vapore (+8%) e dal coke metallurgico (+18%). Le importazioni di combustibili solidi dall'America, che pesano per il 43% del totale, hanno registrato un incremento del 17%, mentre quelle dall'Africa, che pesano per il 23%, e dall'Oceania, che pesano per il 13%, hanno avuto rispettivamente un incremento del 24% ed una diminuzione del 25%. Le importazioni provenienti dai paesi europei sono aumentate del 58%, ma il loro contributo sul totale è solo del 16% (tabella 3.25).

Tabella 3.25 - Importazioni di carbone per paese di provenienza. Anno 2001 (t)

Paese	Carbone da coke	Coke metallurgico	Carbone da vapore	Lignite	Altri	Totale
BELGIO	0	475	0	0	0	475
FRANCIA	0	15.380	176	0	1.423	16.979
GERMANIA	0	24	123	10.631	600	11.378
PORTOGALLO	0	3.323	0	0	0	3.323
REGNO UNITO	0	0	0	0	0	0
SPAGNA	0	74.874	0	0	0	74.874
TOTALE UE	0	94.076	299	10.631	2.023	107.029
AUSTRALIA	2.116.563	0	566.649	0	0	2.683.212
CANADA	1.210.474	0	0	0	0	1.210.474
CINA	0	494.950	194.000	0	0	688.950
COLOMBIA	0	0	1.451.000	0	0	1.451.000
INDIA	0	0	0	0	0	0
INDONESIA	0	0	2.198.794	0	0	2.198.794
POLONIA	0	0	234.000	0	0	234.000
RUSSIA	3.199	0	811.947	0	52.907	868.053
SUD-AFRICA	195.458	0	4.443.764	0	0	4.639.222
UCRAINA	0	6.553	0	0	0	6.553
UNGHERIA	0	1.939	0	0	0	1.939
USA	3.233.235	0	1.909.000	0	0	5.142.235
VENEZUELA	0	0	840.116	0	55.068	895.184
TOTALE Paesi Terzi	6.758.929	503.442	12.649.270	0	107.975	20.019.616
TOTALE ANNO 2001	6.758.929	597.518	12.649.569	10.631	109.998	20.126.645
TOTALE ANNO 2000	7.190.558	505.640	11.666.064	11.989	151.391	19.525.642
<i>Variaz.% 01/00</i>	-6	18	8	-11	-27	3

Fonte: Bollettino Petrolifero, MAP

Per quanto riguarda invece le giacenze, la tabella 3.26 illustra la situazione registrata nel corso del 2001 e le variazioni rispetto al 2000.

Tabella 3.26 - Giacenze di carbone. Anno 2001 (t)

Carbone	01/01/ 2001	30/09/ 2001	31/10/ 2001	30/11/ 2001	31/12/ 2001	31/12/ 2000	VAR %
ALTRI	23.922	21.302	31.518	30.347	27.334	23.922	14
CARB.FOSSILI DA COKE	1.339.809	1.042.207	1.233.899	958.697	1.605.627	1.339.809	20
CARBONE DA VAPORE	1.614.740	1.659.348	1.597.328	1.584.626	1.541.292	1.614.739	-5
COKE DI CARB. FOSSILE	276.113	310.550	388.238	391.719	357.417	276.113	29
COKE DI PETROLIO	855.891	876.510	969.409	877.101	869.734	855.891	2
LIGNITI E AGGLOMERATI	124	57	100	139	103	124	-17

Fonte: Bollettino Petrolifero, MAP

3.3.3 Esportazione

Nel 2001 si è registrata in Italia una limitata attività di esportazione di combustibili solidi, poco più di 114.000 tonnellate (contro 161.000 tonnellate nel 2000), di cui circa 82.000 tonnellate indirizzate verso i paesi UE ed il resto verso paesi terzi, da ascrivere per oltre il 72% al flusso di coke metallurgico. In tabella 3.27 è illustrato il quadro delle esportazioni italiane di carbone per paese di destinazione.

Tabella 3.27 - Esportazioni per paese di destinazione. Anno 2001 (t)

Paese	Carbone da coke	Coke metallurgico	Carbone da vapore	Lignite	Altri	Totale
AUSTRIA	0	3.551	0	0	0	3.551
BELGIO	0	0	0	0	3.326	3.326
FRANCIA	0	36.470	29	0	3.753	40.252
GERMANIA	0	6.349	0	0	5.127	11.476
GRECIA	0	4.221	0	0	0	4.221
SPAGNA	0	1.058	0	0	17.954	19.012
TOTALE UE	0	51.649	29	0	30.160	81.838
ISRAELE	0	195	0	0	0	195
LIBANO	0	1.025	0	0	0	1.025
MACEDONIA	0	122	0	0	0	122
MAROCCO	0	8.694	0	0	0	8.694
REPUBBLICA CECA	0	0	0	0	1.315	1.315
SCONOSCIUTO	0	4.912	0	0	0	4.912
SIRIA	0	118	0	0	0	118
SLOVENIA	0	9.396	0	0	0	9.396
SVIZZERA	0	3.302	0	0	0	3.302
TUNISIA	0	372	0	0	0	372
TURCHIA	0	3.200	0	0	0	3.200
TOTALE Paesi Terzi	0	31.336	0	0	1.315	32.651
TOTALE ANNO 2001	0	82.985	29	0	31.475	114.489
TOTALE ANNO 2000	0	123.043	1.097	0	37.158	161.298
<i>Variaz.% 01/00</i>	0	-33	-97	0	-15	-29

Fonte: Bollettino Petrolifero, MAP

3.3.4 Prezzi

I prezzi internazionali del carbone per usi energetici sono generalmente riferiti al mercato *Term* (medio-lungo termine) ed al mercato *Spot* (carichi singoli entro tre mesi dalla stipula del contratto). Il costo medio "CIF" (*cost, insurance and freight*) del carbone importato in Italia nel corso del primo semestre 2001, sospinto dai rincari determinati dal forte sviluppo della domanda estera nel settore termoelettrico, ha presentato ritmi di crescita superiori al 20% rispetto all'anno precedente (tabella 3.28). Nel secondo semestre 2001, dopo il picco registrato a luglio (+33,9%), il sostenuto *trend* di crescita si è progressivamente ridimensionato. Su base annua il confronto mostra un incremento di circa 15.000 lire/tonnellata, corrispondenti ad un tasso percentuale di quasi il 17%, a fronte di oltre il 20% registrato nei primi nove mesi dell'anno. A novembre l'*import* si è ridotto di 305.000 tonnellate e del 17,8% rispetto al 2000 raggiungendo 1.485.000 tonnellate, con un esborso di 156 miliardi di lire (-16%). Nei primi undici mesi del 2001 gli acquisti all'estero hanno raggiunto complessivamente 18.531.000 tonnellate di carboni e agglomerati (in aumento di quasi 1,4 milioni di tonnellate e dell'8% rispetto al 2000), con un controvalore di tali acquisti pari a circa 1.984 miliardi di lire, superiore del 26% rispetto al 2000.

Tabella 3.28 - Costo medio CIF del carbone importato in Italia. Anni 2000 e 2001 (lire/tonnellata)

	2000	2001	Variazione 01/00 (%)
Gennaio	78.600	92.100	+17,3
Febbraio	76.077	98.700	+29,7
Marzo	83.170	100.700	+21,1
Aprile	86.335	100.000	+16,0
Maggio	92.300	110.569	+20,1
Giugno	90.680	108.782	+20,1
Luglio	87.880	117.670	+33,9
Agosto	95.808	111.572	+16,7
Settembre	99.786	108.175	+8,7
Ottobre	101.472	110.400	+8,8
Novembre	103.358	104.855	+1,5
Dicembre	106.844	n.d.	n.d.
Media annuale	92.099	105.779 (*)	+16,9 (*)

(*) riferito ai primi 11 mesi

Fonte: *Carbone Informazioni* su elaborazione dati ISTAT

Per quanto riguarda le forniture del carbone Sulcis concordate nell'ambito dell'accordo tra ENEL Produzione e Carbosulcis, esse prevedono 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 anche nel corso del 2001, nonostante gli aumenti del costo CIF, il carbone abbia fatto registrare 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.

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 3.29).

Tabella 3.29 - 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	0	5,084	41,84
Gas naturale (lire/m ³)	374	0	0,87	8,7

Fonte: AEEG

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. 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 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. Il carbone, unitamente al coke di petrolio ed all'orimulsion, è inoltre soggetto ad una tassa di 51,65 centesimi di €/tonnellata, oltre che ad una aliquota IVA pari al 20%.

Per quanto riguarda infine il regime di tassazione sulle emissioni inquinanti, la legge n. 449/97 prevede una tassazione delle emissioni di SOx e NOx prodotte da impianti di potenza superiore ai 50 MW rispettivamente di 53,20 €/tonnellata e di 104,84 €/tonnellata.

Nell'ambito delle misure per la diversificazione delle fonti energetiche a tutela della sicurezza e dell'ambiente previste dal DdL approvato dal Consiglio dei ministri il 13 settembre 2002, sono anche inclusi alcuni interventi finalizzati alla "Promozione dell'utilizzazione pulita del carbone", tra i quali una modifica delle previsioni in materia di *carbon tax* con una sua rimodulazione, previa sospensione per il 2002, attraverso decreti che individuino per il periodo 2003-2010 soglie decrescenti di emissione specifica di CO₂.

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", che riguardano soprattutto la combustione. Le attività di generazione di energia elettrica sono caratterizzate a livello mondiale da una decisa deregolamentazione del settore e si avvantaggiano del 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 sono generalmente coperti dalla costruzione di nuovi impianti a gas a ciclo combinato. Nei prossimi 10-15 anni si assisterà ad una crescita cospicua 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: il futuro di questa fonte dipenderà, infatti, da quanto velocemente le turbine a gas saranno integrate negli impianti di potenza che utilizzano carbone. Questo in particolare riguarda la combustione a letto fluido e la gassificazione del carbone. Queste due tecnologie 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 e da supporti finanziari specifici nazionali ed internazionali.

Nel capitolo 6 è riportato il quadro aggiornato sullo sviluppo delle cosiddette "tecnologie pulite del carbone". L'industria italiana ha una vasta esperienza nello sviluppo e gestione di progetti energetici in campo internazionale, realizzati impiegando le principali tecnologie in qualità di licenziatari qualificati o attraverso la partecipazione congiunta con primarie società estere, detentrici delle tecnologie stesse. All'interno del sistema industriale esistono quindi le risorse, le conoscenze e le esperienze necessarie per offrire sul mercato beni e servizi strettamente legati alle caratteristiche delle realizzazioni per l'utilizzo del carbone maggiormente richieste sui mercati. 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'Europa dell'Est ed in Asia, dove l'efficienza media dei parchi elettrici è molto bassa, e può essere una premessa importante per l'attuazione dei meccanismi previsti dagli accordi di Kyoto per la cooperazione internazionale⁸⁴.

3.3.6 Organizzazione industriale del mercato

Il 2001 è stato per il carbone un anno ricco di consensi. Infatti molti esperti, esponenti sindacali, rappresentanti politici ed imprenditoriali, associazioni ambientaliste e vertici delle aziende energetiche hanno espresso forti critiche per la scarsa rilevanza che ha il carbone nel panorama energetico nazionale, auspicandone un maggiore utilizzo. A favorire questo parziale riorientamento nell'opinione pubblica, oltre all'azione costante di stimolo e promozione dell'Assocarboni⁸⁵, è stata sicuramente la difficile congiuntura energetica nazionale con la forte crescita dei prezzi dell'energia determinata soprattutto dalla struttura del mix di combustibili utilizzati per la produzione elettrica, dominato da olio combustibile e gas, unitamente alla scarsa efficienza del parco di generazione. È difficile tuttavia ipotizzare se tale consenso si potrà effettivamente tradurre in un riposizionamento strategico del carbone nel sistema energetico italiano. Fino ad ora 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 la disponibilità di tecnologie più pulite, che allineano le emissioni inquinanti ai valori dell'olio combustibile. La diversificazione del parco elettrico, infatti, evolve attualmente a favore del gas naturale, che dispone di un sistema di distribuzione ramificato e raccoglie una maggiore accettabilità sociale.

Un contributo al riposizionamento del carbone può derivare dai provvedimenti legislativi approvati od in fase di approvazione. In particolare, il decreto legge n. 7/2002 (cosiddetto decreto "Sblocca-centrali") prende atto dell'esigenza di costruire nuove centrali per garantire la copertura del fabbisogno di elettricità e semplifica per esse le procedure autorizzative previste. Gli impianti a carbone che nell'immediato potrebbero rientrare in questo provvedimento sono quelli di Torrealvaliga Nord e di Porto Tolle (subordinatamente ad interventi di modifica e ripotenziamento). Un altro contributo può derivare dal DdL approvato dal Consiglio dei Ministri il 13 settembre 2002 (v. paragrafo 3.3.4), che prevede una rimodulazione della *carbon tax* in funzione del reale impatto dei combustibili, sempre nell'intento di recuperare il ruolo del carbone.

⁸⁴ 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".

⁸⁵ Associazione Generale Operatori Carboni, la quale raggruppa oltre 80 imprese che operano nel settore dei combustibili solidi in veste di produttori, importatori, rappresentanti di società estere operanti nel settore, produttori di energia elettrica, cementifici, acciaierie, agenti marittimi, costruttori di impianti, *surveyors* e società di ingegneria.

L'ENEL, come già illustrato nel Rapporto Energia e Ambiente 2001 (REA 2001), ha avviato ed ormai completato 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 disponibili sono in grado di bruciare teoricamente 12 milioni di t/anno di carbone, producendo 35.000 miliardi di kWh che, riferiti alla produzione termoelettrica totale del 2001, rappresenterebbero quasi 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*) che, ancorché in numero limitato, contribuiscano alla sicurezza degli approvvigionamenti in caso di crisi che potrebbero generare tensioni sui prezzi di petrolio e gas.

In tale prospettiva prosegue il dibattito sul progetto di riconversione a carbone della centrale ENEL Produzione di Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia), attualmente alimentata ad olio combustibile, che con i suoi 2.640 MW rappresenta il maggiore sito italiano di produzione di energia elettrica (v. box seguente).

BOX - Progetto di riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord: situazione attuale

Come già anticipato nel REA 2001, l'ENEL ritiene che le mutate condizioni del mercato elettrico renderanno, entro il 2004, l'impianto poco competitivo nella sua configurazione attuale. Si è già registrata una riduzione della produzione dai 16,3 miliardi di kWh del 1996 agli 11,4 del 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 reazioni contrastanti che hanno portato alla costituzione di una commissione tecnico-scientifica da parte del Comune di Civitavecchia. Questa 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.
- Alla fine del 2001 l'ENEL ha presentato una versione affinata del progetto presentato a dicembre 2000. Le modifiche apportate tengono conto anche delle osservazioni della commissione e riguardano sostanzialmente la concentrazione di SO₂ (da 200 a 100 mg/m³) e di polveri (da 30 a 20 mg/m³) e lo sviluppo di alcune infrastrutture importanti (caldaie, carbonili, serbatoi, riempimento a mare).
- Il 21 aprile 2002 è stato presentato dall'ENEL un avviso pubblico per acquisire la pronuncia di compatibilità ambientale da parte del MATT.
- Si sta inoltre delineando la possibilità di effettuare una consultazione referendaria sul progetto di riconversione della centrale.

Da segnalare anche l'ingresso in Italia del gruppo spagnolo ENDESA che, insieme a BSCH e ASM Brescia, ha acquisito ELETTRROGEN, la Genco ex-ENEL. Nell'ambito del piano industriale presentato nel corso del 2001 è prevista una riconversione degli impianti con un maggior ricorso al carbone, rispetto alle opzioni prefigurate inizialmente dall'ENEL. In particolare, per la centrale di Fiumesanto (4 gruppi per una potenza complessiva di 960 MW) è ipotizzato un maggior impiego del carbone nei gruppi 3 e 4 da 320 MW (attualmente ad *orimulsion*) che dispongono di altri 17 anni di vita utile. Per la centrale di Monfalcone (4 gruppi per una potenza complessiva di 976 MW) è allo studio un intervento analogo per i gruppi 3 e 4 in alternativa però alla conversione a ciclo combinato.

Infine, come già illustrato nei precedenti Rapporti, nel quadro complessivo dell'organizzazione del mercato per il settore del carbone in Italia occorre considerare le vicende legate al progetto Sulcis, che prevedeva 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 era stato localizzato nella regione del Sulcis-Iglesiente (nel Sud della Sardegna, a circa 70 km da Cagliari), e prevedeva prevalentemente l'utilizzo del carbone estratto dalle locali

miniere. I principali attori industriali del progetto erano le società italiane SONDEL SpA (Gruppo Montedison, ora sotto il controllo di Italenergia) ed Ansaldo Energia SpA (Gruppo Finmeccanica), che avevano costituito un'associazione temporanea di imprese (ATI) 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.

Come già anticipato nel paragrafo 3.3.1, il progetto è stato dichiarato ufficialmente fallito dall'ATI nel giugno 2002 e sono attualmente allo studio alcune soluzioni alternative, secondo quanto illustrato nel seguito.

BOX - Il progetto Sulcis: quadro normativo e recenti sviluppi

La realizzazione del Progetto Sulcis era stata prevista esplicitamente dal DPR del 28/1/1994 e nel 1996 fu stipulata la convenzione che assegnava la concessione per la costruzione e l'esercizio dell'impianto ad una Associazione Temporanea di Imprese (ATI Sulcis) costituita da Ansaldo Energia e SONDEL, in qualità di capofila italiani, e dalle imprese estere Techint-Destec (USA) e Montan Consulting (G). Il finanziamento del progetto, valutato intorno ai 3000 miliardi di lire per la complessità e l'innovatività dell'iniziativa, prevedeva un *Non-recourse Project Financing*, oltre ad un contributo di 419 miliardi di lire proveniente da risorse pubbliche. Il DPR stabilì che le risorse finanziarie per il progetto derivassero dalla vendita all'ENEL dell'energia prodotta, che avrebbe riconosciuto, per i primi 8 anni, una tariffa incentivata di circa 210 lire/kWh 2000, mentre per i successivi 22 sarebbe stata applicata la tariffa CIP 6/92.

La realizzazione del progetto ha subito sviluppi imprevisti nel corso del 2001:

- nel marzo 2001 l'ATI richiese 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 di lire, inizialmente previsti in vista dell'accordo preliminare con Snamprogetti, ai 2.400 miliardi di lire notificati dall'EPC contractor;
- lo sbilancio rischiava di inficiare il bilanciamento finanziario dell'iniziativa e pertanto per ridurlo fu avviata una intensa attività di revisione dei costi; la causa principale dell'incremento dei costi fu attribuita 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) espressero parere negativo circa la bancabilità del progetto attraverso il *Project Financing*, sottolineandone il profilo di rischio sulla base delle valutazioni emerse;
- è stata esplorata allora la possibilità di ingresso nell'ATI di nuovi *partner*, tra i quali in particolare ERG e Edison Mission Energy, che avevano manifestato un certo interesse all'iniziativa anche per le possibili ricadute industriali, ma le trattative non hanno avuto seguito;
- nel giugno 2002 l'ATI comunicava ufficialmente la propria rinuncia a proseguire nell'iniziativa dopo la bocciatura delle banche finanziatrici, a causa del mancato accoglimento delle proprie richieste di modifica al provvedimento istitutivo del piano Sulcis;
- la Regione Sardegna ha quindi avviato una serie di consultazioni con Governo e sindacati per valutare eventuali scenari alternativi al progetto di gassificazione concepito dall'ATI, che comportino anche una adeguata soluzione al processo di privatizzazione della società Carbosulcis che ha in gestione la miniera;
- tra le varie soluzioni ipotizzate si è anche valutata l'opportunità di ricondurre il progetto nell'ambito di una proposta di direttiva della Commissione europea (esaminata dal Consiglio dei Ministri dell'Energia di Lussemburgo del 7 giugno 2002) finalizzata a creare le condizioni per la graduale ristrutturazione dell'industria europea del carbone.

3.4 L'ENERGIA ELETTRICA

3.4.1 Produzione

La richiesta di energia elettrica ha toccato nel 2001 il valore di 305,4 miliardi di kWh, con un aumento di circa il 2,3% rispetto all'anno precedente (298,5 miliardi di kWh), di 0,5 punti superiore alla crescita del Pil. La crescita mostra dunque un rallentamento rispetto all'anno precedente (+4,4%), riportandosi in linea con l'incremento medio del periodo 1990-2000 (2,4%) (tabella 3.30).

Nello stesso anno la produzione lorda di energia elettrica è stata di 279,6 miliardi di kWh, l'1,1% in più del 2000. Il 2001 è stato più piovoso del 2000, per cui l'elettricità di fonte idraulica lorda è salita dell'8,3% (da 50,9 a 55 TWh). L'elettricità di fonte eolica è passata da 0,5 a 0,8 TWh. L'elettricità da combustibile di recupero è passata, in energia netta, da 9,4 TWh a 14 TWh (valore provvisorio), per la piena funzionalità degli impianti di gassificazione del residuo di raffineria. Questa crescita è continuata nei primi mesi del 2002, poiché nel periodo aprile 2001 - aprile 2002 l'energia incentivata da combustibili non convenzionali, acquistata dal GRTN, è stata di 16,7 TWh. L'elettricità da produzione termoelettrica convenzionale ha subito nel corso del 2001 significative modifiche del ruolo delle fonti usate, per effetto degli aumenti dei costi degli idrocarburi liquidi e gassosi, e per l'avvenuta "ambientalizzazione" di alcuni impianti a carbone.

Tabella 3.30 - Bilancio dell'energia elettrica in Italia. Anni 2000-2001 (GWh)

Flussi	2000	2001	Variazione 2001/00(%)
Produzione idrica lorda	50.900	55.100	8,3
Produzione termica lorda	220.455	219.200	-0,6
Produzione geotermica lorda	4.705	5.300	12,6
Produzione eolica e fotovoltaica lorda	563	800	42,1
Totale produzione lorda	276.629	279.600	1,1
Energia per servizi	13.336	13.100	-1,8
Totale produzione netta	263.293	266.500	1,2
Ricevuta da fornitori esteri	44.831	48.933	9,1
Ceduta a clienti esteri	484	556	14,9
Destinata ai pompaggi	9.129	9.400	3,0
Richiesta totale Italia	298.510	305.400	2,3

Fonte: GRTN (dati provvisori 2001)

Nel corso del 2001 si è lievemente rafforzata la crescita dei consumi di gas naturale tra le fonti primarie per la produzione di energia termoelettrica, che ha ulteriormente distanziato i consumi di prodotti petroliferi grazie soprattutto alla diminuzione di questi ultimi. Dei circa 217 TWh lordi prodotti in Italia per via termoelettrica tradizionale, quasi 100 provengono infatti dal metano, 74 da prodotti petroliferi, 30 dal carbone e 13 da altre fonti (comprendenti, in ordine d'importanza, orimulsion, gas d'alto forno, gas da residui di raffinazione, gas di cokeria e altro). In termini netti i TWh prodotti da gas passano da 93,4 a 94,7, quelli da petrolio da 80,6 a 69,5 e quelli da carbone da 23,8 a 28,1. Nel 2001 i prodotti petroliferi hanno coperto il 34% della produzione termoelettrica convenzionale (la quota era del 50,6% nel 1998), evidenziando un calo rispetto al 2000 di oltre il 13%. Il consumo di gas naturale, che soddisfa il 45,6% della produzione di elettricità (44,6% nel 1999), è cresciuto dell'1,2%. L'utilizzo di carbone, al 14,3% del fabbisogno della produzione termoelettrica (11,9% nel 2000), è sensibilmente aumentato, passando dai 26,3 TWh del 2000 ai 31 TWh nel 2001 (tabella 3.31).

Tabella 3.31 - Produzione termoelettrica lorda per fonte in Italia (TWh)

	2000	2001 (*)	Variazioni 2001/00 (%)
Termoelettrica tradizionale	218,6	216,8	-0,8
<i>Carbone</i>	26,3	31,0	17,9
<i>Gas naturale</i>	97,6	98,8	1,2
<i>Prodotti petroliferi</i>	85,9	74,0	-13,9
<i>Altri combustibili</i>	8,8	13,0	47,7

Fonte: Relazione annuale AEEG 2002

* dati provvisori

Nel 2001, circa il 73% del parco di generazione nazionale è costituito da impianti termoelettrici (57.300 MW di potenza installata, in aumento rispetto al 2000) (tabella 3.32). Gli impianti idroelettrici rappresentano una quota pari a circa il 26% della potenza complessiva installata, quelli geotermoelettrici lo 0,8%, quelli eolici e fotovoltaici circa 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 del parco di generazione è costituita in massima parte da impianti dedicati alla sola produzione di energia elettrica (quasi l'80% della potenza efficiente lorda), mentre gli impianti per la produzione combinata di elettricità e calore (cogenerazione) rappresentano poco più del 19%. Più della metà della potenza termoelettrica 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.

Nel corso del 2001 sono entrati in funzione 6 nuovi impianti alimentati ad energia eolica, due nuovi impianti a rifiuti solidi urbani (RSU), uno a biomasse e 4 impianti termici. Quasi tutti i nuovi impianti entrati in funzione sono relativamente piccoli (sotto i 20 MVA), salvo un impianto di Edison da 177,5 MVA e uno di ENEL Produzione da 300+140 MVA.

Tabella 3.32 Potenza efficiente di generazione in Italia. Anni 2000-2001 (MW)

	Potenza (MW)		Variazioni (2001/00)
	2000	2001	%
Potenza idrica lorda	20.658	20.658	0,00
Potenza termica lorda	56.431	57.300	1,54
Potenza geotermica lorda	626.5	626	-0,08
Potenza eolica e fotovoltaica lorda	369.7	370	0,08
Totale potenza lorda	78.085	78.954	1,11

Fonte: GRTN per il 2000, MAP per il 2001 (provvisori)

La domanda di potenza ha conosciuto nel 2001 un massimo storico martedì 11 dicembre 2001. Quel giorno, secondo i dati del GRTN, la punta di domanda è stata di 52.000 MW, con media oraria di 48.000 MW; in quel momento, a fronte di 76.400 MW di potenza censita in Italia, erano disponibili 48.700 MW (comprensivi della riserva programmata) (tabella 3.33).

Tabella 3.33: Bilancio di potenza alla punta. Anno 2001 (MW) – martedì 11/12/2001

Potenza nominale censita	76.400
Potenza disponibile Italia*	48.700
Importazioni	6.000
Totale potenza disponibile	54.700
Punta di domanda	52.000
Margine disponibile	2.700
% riserva di potenza rispetto alla punta	5,2 %
* Comprende la riserva programmata (riserva di sistema)	

Fonte: GRTN

Si avevano quindi circa 27.700 MW (un terzo del totale) di capacità non disponibile per vari motivi, in particolare:

- 7.500 MW di potenza derivano da impianti termoelettrici di taglia maggiore fermi, cioè dismessi o non disponibili all'esercizio perché interessati da lavori di ambientalizzazione e ripotenziamento;
- 12.200 MW di potenza derivano da impianti "fisiologicamente" indisponibili a rotazione per tutte le altre cause;
- 8.000 MW di potenza derivano da impianti alimentati a fonte rinnovabile, indisponibili per varie cause quali l'idraulicità, che risente dell'andamento delle precipitazioni atmosferiche.

Alla potenza disponibile in Italia si aggiungevano 6.000 MW provenienti dalle importazioni. Il margine rispetto alla domanda, disponibile per coprire eventi accidentali o errore di fabbisogno, ammontava quindi a 2.700 MW, il 5,2% rispetto la punta.

Questi valori hanno spinto il GRTN a dare l'allarme per un possibile rischio di *black-out* del servizio elettrico su scala nazionale, considerata anche la continua crescita della domanda (assumendo una crescita del 3,2% annuo la potenza richiesta supererà nel 2005 quella oggi disponibile), ben superiore a quella dell'offerta derivante dall'entrata in funzione di nuovi impianti. Tuttavia, nonostante lo scarso incremento di nuovi impianti nel corso del 2001 (solo circa 800 MW di cui ben 170 di fonte eolica), numerose sono state le richieste per la costruzione di nuove centrali. Alla data del 31/12/2001 erano giunte infatti al GRTN 646 richieste di connessione alla rete di nuovi impianti, di cui 174 termoelettrici e 472 a fonti rinnovabili, per un totale di ben 114.600 MW, mentre le connessioni avviate nel corso del 2001 sono state per soli 4.400 MW. Come già sottolineato nel precedente Rapporto, se da un lato questi dati testimoniano la dinamicità del mercato dell'offerta di energia elettrica in Italia a seguito dell'avvio del processo di liberalizzazione, dall'altro non possono essere significativi ai fini di una corretta quantificazione della crescita attesa in quanto non attestano la concreta volontà dei produttori di realizzare tali impianti ed alcune proposte sono tra l'altro considerate alternative fra di loro dagli stessi proponenti.

BOX - Decreto “Sbloccacentrali”

La condizione deficitaria del settore della produzione di elettricità in Italia con il rischio di interruzione del servizio, è suscettibile di peggioramento nei prossimi anni, quando circa il 18% del parco termoelettrico sarà interessato da periodi di fermata per interventi di modifica.

Dato il suo carattere di urgenza, questa problematica è stata affrontata dal Governo con il decreto legge del 7 febbraio 2002 n. 7 “Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale” (cosiddetto decreto “Sbloccacentrali”) recentemente convertito in legge (Legge 9 aprile 2002 n. 55). Preso atto dell’esigenza di costruire nuove centrali per garantire la copertura del fabbisogno di elettricità, con questa *ratio* sono dichiarate opere di pubblica utilità “la costruzione e l’esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, gli interventi di modifica o *ripotenziamento*, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all’esercizio degli stessi” e sono semplificate per essi le procedure autorizzative previste sostituendole con un’autorizzazione unica, rilasciata dal MAP a seguito di un procedimento unico. Nell’ambito di tale processo rimane garantita la partecipazione degli enti locali interessati. L’autorizzazione, inoltre, è comunque subordinata ad una Valutazione di Impatto Ambientale. Per il procedimento è stabilita una durata massima di 180 giorni.

Al settembre 2002 sono state presentate al MAP richieste di 64 impianti (di cui 6 con procedimento VIA già espletato) per complessivi 40.000 MWe. L’obiettivo è che nuovi impianti, per almeno 10.000 MW, possano entrare in funzione entro il 2006 e si arrivi al 2010 a 15.000/20.000 MW.

3.4.2 Importazione ed esportazione

Nel 2001 l’energia elettrica importata dall’estero ha raggiunto il valore di 48,4 TWh, un nuovo massimo storico (tabella 3.34).

Le importazioni nette sono cresciute del 9,1% rispetto al 2000. La metà di tali importazioni è affluita dalla Svizzera, il 36,9 % dalla Francia, il 10,5% dalla Slovenia e il restante 3,9% dall’Austria. Le importazioni nette provenienti dalla Svizzera e dalla Francia, che nel 2000 erano diminuite, sono invece aumentate nel 2001, mentre le importazioni dall’Austria, in crescita nel 2000, sono diminuite leggermente. Continua ad aumentare l’energia importata dalla Slovenia. È da segnalare l’entrata in funzione nel corso del 2001 della linea a +/-400 kV con la Grecia (Galatina-Arachthos).

Tabella 3.34 - Importazioni nette di energia elettrica in Italia (GWh)

Paesi	2000	2001	Quota (%)	Variazione 2001/00 (%)
Francia	15.771	17.843	36,9	13,1
Svizzera	22.157	23.579	48,7	6,4
Austria	1.958	1.865	3,9	-4,7
Slovenia	4.461	5.098	10,5	14,3
Grecia	-	-8	0,0	-
Totale	44.347	48.377		9,1

Fonte: GRTN

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). I piani di espansione della rete di interconnessione prevedono per il periodo 2002-2004 la realizzazione di due nuove linee di interconnessione con l’estero sui confini svizzero e austriaco. Secondo il programma triennale di sviluppo della rete, poi, sono allo studio varie ipotesi di aumento della capacità di interconnessione con l’estero: realizzazione di nuove linee, incremento della

capacità delle linee esistenti (tramite installazioni previste nel piano di sviluppo della rete) o potenziamento di linee in media tensione sinora destinate a piccoli scambi locali (tabella 3.35). È degna di particolare nota l'ipotesi di realizzazione di un elettrodotto Italia-Algeria.

Tabella 3.35 - Interventi di incremento della capacità di interconnessione con l'estero previsti nel Piano di Sviluppo della rete

Da	A	Tipo	Capacità di trasmissione (MW)	Lunghezza (di cui in Italia) (km)	Completamento previsto
S. Fiorano	Robbia (CH)	Doppia terna	1.500	50 (35)	31/12/2002
Cordignano	Lienz (A)	Semplice terna	800	180 (80)	31/12/2003

Fonte: GRTN

3.4.3 Impatto ambientale

Il settore dell'energia elettrica è una delle maggiori fonti concentrate di inquinamento atmosferico (principalmente anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), ossidi di zolfo (SO_x), ossidi di azoto (NO_x), polveri (PS), composti organici volatili (COV) ed alcuni metalli pesanti). Secondo stime ENEA, nel 1994 il settore elettrico (generazione di elettricità e calore, esclusa l'autoproduzione) ha prodotto il 23% delle emissioni nazionali di CO₂ (99,2 Mt), il 26% di quelle di N₂O (162.000 t), il 16% di quelle di NO_x, il 45% di quelle di SO₂. Il settore elettrico ha quindi un ruolo importante nel perseguimento di obiettivi di riduzione di questi inquinanti stabiliti a livello nazionale e/o internazionale.

Le emissioni di CO₂ del settore sono cresciute negli ultimi decenni sia in termini assoluti sia di contributo percentuale alle emissioni complessive. Nel 1996 le emissioni del settore si dovevano per il 62% all'olio combustibile, per il 20% al carbone e per il 18% al gas metano. Rispetto al 1990 sono diminuite le emissioni totali degli impianti a carbone e ad olio combustibile (-7,6% e -3,4%), mentre sono cresciute quelle degli impianti a gas (+0,6%). In termini unitari, nel 1996 il settore elettrico in Italia ha emesso in media 522 gCO₂ per ogni kWh prodotto, risultando ampiamente al di sopra della media europea (370 gCO₂). Questo divario si deve alla diversità nella composizione delle fonti impiegate nella produzione elettrica, ma anche all'efficienza del parco di generazione. Sebbene significativi passi in avanti siano stati compiuti negli ultimi anni, è ancora richiesto uno sforzo rilevante per portare il sistema elettrico italiano, ed in particolare quello termoelettrico, a competere in Europa in termini di efficienza sia economica che ambientale. L'ENEL in particolare ha messo in atto una serie di interventi che hanno consentito di raggiungere risultati significativamente superiori agli obblighi di legge attraverso: modifica della composizione di combustibili impiegati; installazione di desolficatori e denitrificatori catalitici; modifica dei processi di combustione; entrata in servizio di nuovi impianti a ciclo combinato gas-vapore. Le emissioni specifiche, sulla base del Rapporto ambientale 2001 ENEL, sono in corso di progressiva riduzione (tabella 3.36). Inoltre, l'ENEL introduce progressivamente nei siti produttivi sistemi di gestione ambientale certificati secondo le norme ISO 14001 ed EMAS⁸⁶, che si prevede riguarderanno il 100% della potenza installata nel 2005.

⁸⁶ 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.

Tabella 3.36 - Emissioni specifiche nette negli impianti termoelettrici ENEL (g/kWh)

Emissioni	1997	1998	1999	2000	2001	01-00/00 (%)
SO ₂	3,5	3,5	2,9	2,5	2,4	-4,3
NO _x	1,6	1,3	1,1	0,9	0,8	-6,7
Polveri	0,16	0,1	0,11	0,1	0,09	-12,5
CO ₂	710	706	696	692	707	2,2

Fonte: ENEL SpA

Una particolare attenzione richiede anche la gestione dei rifiuti provenienti dalle attività di produzione dell'energia elettrica. Nel 2001 l'attività elettrica dell'ENEL ha prodotto 1.821.070 tonnellate di rifiuti speciali non pericolosi e 27.694 tonnellate di rifiuti speciali pericolosi. Il 61,6% dei rifiuti speciali non pericolosi è costituito dalle ceneri da carbone; gli altri principali rifiuti non pericolosi sono i gessi ed i fanghi provenienti dagli impianti di desolforazione dei fumi, mentre tra i rifiuti pericolosi troviamo le ceneri da olio combustibile. Sempre nel 2001, il recupero dei rifiuti operato da ENEL è stato pari al 90% del quantitativo prodotto. Giova ricordare che la produzione elettrica ENEL è solo una parte della produzione nazionale complessiva e che quindi le prestazioni riferite sono relative solo ad una quota della produzione nazionale.

3.4.4 Prezzi

Il 2000 (in particolare i primi nove mesi) è stato caratterizzato da un'eccezionale pressione al rialzo sui prezzi dell'energia, che non si verificava da circa due decenni. Il prezzo internazionale del petrolio, al quale sono indicizzati i contratti di approvvigionamento del gas naturale e 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. Nel 2001 si è assistito, grazie all'eccesso di offerta, ad un ridimensionamento dei prezzi del petrolio e, conseguentemente, dei prodotti petroliferi e del gas. Il prezzo al barile si è assestato per i primi nove mesi dell'anno intorno ai 25\$ per poi scendere ulteriormente, realizzando un prezzo medio di 20\$ nell'ultimo trimestre del 2001.

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'AEEG 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, il sistema tariffario italiano è caratterizzato da prezzi bassi rispetto alla media europea per le utenze a basso consumo e, al contrario, da prezzi elevati a carico delle utenze con consumi più elevati (tabella 3.37). Questa caratteristica è confermata dai dati del luglio 2001: gli utenti con livelli di consumo più bassi, di 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono un prezzo sia al lordo sia al netto delle imposte inferiore del 40-50% rispetto a quelli prevalenti negli altri paesi europei, mentre le utenze con livelli di consumo più elevati (3.500 kWh – 7.500 kWh) sostengono un prezzo al di sopra della media europea, con scostamenti dell'ordine del 50%. Notiamo peraltro che la riorganizzazione tariffaria introdotta dall'AEEG è volta a ridurre questo divario, ed infatti si osserva un aumento dei prezzi per le tipologie a consumo più basso e una contestuale riduzione per quelle a consumo più alto.

Tabella 3.37 - Prezzi dell'energia elettrica per le utenze domestiche in alcuni paesi europei. 1 luglio 2001

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
	cent €/kWh	Var.% 01/00	cent €/kWh	cent €/kWh	Var.% 01/00	cent €/kWh
Austria	11,3	0	15,5	9,4	-0,8	13,2
Belgio	14,5	0	17,7	11,8	1,5	14,5
Danimarca	11,1	5,3	24,8	8,1	13,6	21,1
Francia	11,1	-0,1	14,3	9,1	0	11,5
Germania	14,9	-0,3	19,1	12,3	1,1	16,1
Italia	8,6	10,1	9,5	15,5	-6,5	19,6
Olanda	11,2	-3,9	17	8,9	-2,8	15,9
Regno Unito	14,9	3,3	15,7	10,8	2,6	11,4
Spagna	11	-4	13,4	8,6	-4	10,5
Svezia	10,1	15,6	16,2	6,3	15,6	10,9
Media UE (*)	12,5	2,6	15,8	10,4	1,2	13,4
Italia: scostamento % dalla media UE	-31,5		-40,1	49,3		46,4

(*) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 1997

Fonte: AEEG

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 3.38), con scostamenti crescenti con il livello di consumo di riferimento. Il divario è massimo (oltre il 56%) 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 europeo è più contenuto per le tipologie con consumi più bassi e più elevato per i grandi consumatori, a causa del carattere regressivo dell'incidenza fiscale che diminuisce in funzione dei consumi: per i consumi sino a 200 MWh mensili si applicano infatti sia un'accisa (0,31 c€/kWh) sia l'addizionale provinciale (0,93 c€/kWh), per i consumi superiori a 200 MWh mensili (e purché la domanda di potenza superi i 200 kW) non si applica l'addizionale provinciale; se poi il consumo eccede 1200 GWh mensili, esso è esente anche dall'accisa.

Tabella 3.38 - Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali in alcuni paesi europei. 1 luglio 2001

Paese	2 GWh anno (500 kW, 4000 ore)			24 GWh anno (4000 kW, 6000 ore)		
	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte
	cent €/kWh	Var.% 01/00	cent €/kWh (**)	cent €/kWh	Var.% 01/00	cent €/kWh (**)
Austria	—	—	—	—	—	—
Belgio	7,7	1	7,7	5,9	1,7	5,9
Danimarca	5,6	13,8	6,3	—	—	—
Francia	5,5	0,9	5,5	4,8	1,7	4,8
Germania	6,8	1,1	7,2	5,3	2	5,6
Italia	9,2	7,1	10,5	8	5,1	8,1
Olanda	4,2	28,2	4,2	3	32,6	3
Regno Unito	6,4	-11,2	6,9	5,2	-11,2	5,8
Spagna	5,5	-13,5	5,8	4,9	-8,9	5,1
Svezia	3,8	6,4	3,8	3,1	13,5	3,1
Media UE (*)	6,3	-0,3	6,7	5,2	2,5	5,4
Italia: scostamento % dalla media UE	45,9		56,1	53,5		50,7

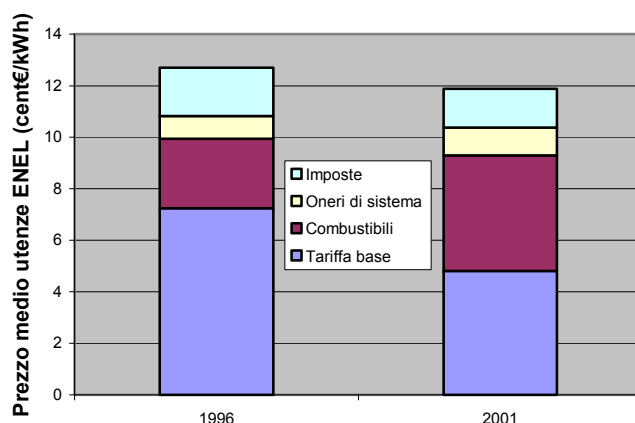
(*) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 1997.

(**) i prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese.

Fonte: AEEG

Nell'attività di comunicazione che ha accompagnato il processo di liberalizzazione si è spesso citato fra gli obiettivi anche quello di ridurre i costi per i consumatori, rendendoli simili a quelli dei paesi vicini, fatto che non sembra si sia verificato, pur tenendo presente che questi confronti sono sempre di lettura piuttosto difficile perché è difficile confrontare il complesso delle condizioni relative fra diversi paesi. In effetti, se si considerano le principali componenti del prezzo di vendita (figura 3.7), si osserva che nel periodo dal 1996 al 2001 la componente a copertura dei costi fissi di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita è diminuita del 30% (valori attualizzati al 2001), mentre la componente dovuta al combustibile è aumentata quasi del 70%, con una punta di quasi il 100% nel gennaio 2001 in relazione alle tensioni del mercato petrolifero. In altre parole, i miglioramenti di efficienza, che si possono attribuire al processo di liberalizzazione, sono più che compensati dall'aumento dei costi sopportati per l'acquisto di combustibile.

Figura 3.7 - Composizione prezzo medio del kWh.
Anni 1996 e 2001 (cent€/kWh)



Fonte: Elaborazione ENEA su dati ENEL

Per il confronto, i valori del 1996 sono stati attualizzati al 2001

3.4.5 Tecnologie

L'età media del parco termoelettrico tradizionale è avanzata e in continuo aumento, come conseguenza di un tasso di rinnovo molto contenuto. Gli impianti più vecchi sono costituiti da quelli con tecnologie a vapore a condensazione, seguiti da quelli a turbogas. Gli impianti più recenti sono rappresentati dalle nuove tecnologie a ciclo combinato. Il grado di efficienza del parco termoelettrico è fortemente influenzato dal tipo di tecnologie di generazione prevalenti e dall'età media degli impianti: attualmente il rendimento medio del parco di generazione termoelettrico è compreso tra il 39% ed il 40%. 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. 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 e con la tutela degli interessi dei consumatori.

L'adeguamento alla Direttiva europea 96/61/CE sul controllo integrato e la prevenzione dell'inquinamento è estremamente importante per muoversi decisamente 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.

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. Degli oltre 60 nuovi impianti termoelettrici proposti recentemente al MAP (v. paragrafo 3.4.1), la maggior parte prevede l'impiego di cicli combinati a gas; è evidente che solo un numero limitato di tali iniziative si trasformerà in centrali elettriche, a causa sia della difficoltà di reperire nuovi siti, sia dell'onerosità dei processi autorizzativi. 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.

I forti ritardi nella diffusione di impianti a gas a ciclo combinato in Italia hanno causato la perdita della nostra primogenitura degli anni Sessanta, quando la FIAT TTG aveva esportato vari impianti in Germania e Finlandia, mentre ora la produzione si situa in altri paesi (le 15 turbine da 250 MW ordinate da ENEL Power per Ostiglia, Sermide e Torvaldaliga saranno costruite in Francia). Rimane aperto il tema della disponibilità di gas, da importare con nuovi gasdotti o via nave, e della corrispondente riduzione dei consumi petroliferi, che comportano il rischio di passare da una monocultura ad un'altra.

L'ENEA, come già illustrato nel paragrafo 3.3, ritiene strategica la necessità di disporre di un parco di impianti ambientalmente avanzati a carbone o a combustibili alternativi a basso costo (tipo orimulsion), che contribuiscano alla sicurezza degli approvvigionamenti, seppure in numero limitato. In tale prospettiva è in fase di discussione anche il progetto di riconversione a carbone della centrale ENEL di Torvaldaliga Nord, da 2.640 MW (attualmente alimentata ad olio combustibile), con impiego della tecnologia supercritica che è stata già adottata in molti paesi per un uso pulito ed efficiente del carbone.

Il ruolo delle fonti rinnovabili sarà sempre più rilevante in termini relativi con l'aumento del vincolo al 2% dei certificati verdi, ma sarà sempre limitato in termini assoluti e richiederà lo sviluppo di nuove capacità di accumulo per tener conto delle loro irregolarità.

Le applicazioni in cogenerazione potranno avere lo sviluppo previsto nei programmi di Kyoto solo se la Borsa permetterà davvero di valorizzare l'elettricità prodotta in modo disperso; questo è particolarmente importante in Italia, ove la frammentazione dei processi produttivi comporta impianti di cogenerazione di taglie molto più piccole di quelle degli impianti dedicati alla vendita. La cogenerazione a piccola scala si integra con le proposte di generazione distribuita, in cogenerazione o da fonti rinnovabili; si tratta di proposte che arrivano dagli USA e dal Canada, basate sulle microturbine, macchine meno efficienti dei motori a gas di pari taglia, ma con ridottissimi oneri di manutenzione (già illustrate nel REA 2001 e ulteriormente precisate in questo Rapporto al paragrafo 6.1.4). In seguito si proporranno le celle a combustibile. Queste proposte maturano in un contesto nordamericano di limitati prezzi del gas e di alti consumi elettrici; in Italia le condizioni sono cambiate di poco rispetto agli anni Ottanta, e le potenzialità energetiche possono tradursi in risultati economici positivi solo se i sistemi sono gestiti a rete da una società di servizi in grado di vendere il calore localmente e di valorizzare l'elettricità in modo indipendente.

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 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 – quali: la definizione del piano e delle modalità di cessione degli impianti da parte dell'ENEL SpA, la regolamentazione delle importazioni, i nuovi meccanismi di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la disciplina degli oneri di sistema, la definizione degli obblighi per gli operatori – sia la definizione dei clienti idonei e delle clausole negoziali per il mercato libero.

Nel 2001 le quote di mercato dei vari operatori nella generazione hanno visto una diminuzione di peso del gruppo ENEL che ha prodotto il 63,1% dell'elettricità al netto dei pompaggi. Il principale concorrente, Edison (che comprende la vecchia Edison, SONDEL e Fiat Energia), è cresciuto all'11% (fonte: Relazione AEEG). ENEL Produzione controlla da sola attualmente circa il 51,7% della potenza netta ed il 49,5% della produzione netta (tabella 3.39).

Tabella 3.39 - Il Mercato della produzione netta. Anno 2001

Società	GWh	%
ENEL Produzione	131.918	49,5
ENEL GREEN POWER	8.795	3,3
EUROGEN	22.653	8,5
ELETTROGEN	17.589	6,6
INTERPOWER	6.929	2,6
Gruppo EDISON	25.051	9,4
Gruppo SONDEL	7.995	3,0
ENI	5.330	2,0
GEVAL	2.932	1,1
Altri (Municipalizzate, ...)	37.044	13,9
Totale produzione netta	266.500	100,0

Fonte: Elaborazione ENEA su dati AEEG

Allo scopo di garantire che a partire dal 2003 nessun operatore del mercato elettrico nazionale possa produrre e importare più del 50% dell'energia elettrica totale immessa nella rete in Italia, il decreto 79/99 ha disposto che, entro la stessa data, l'ENEL SpA debba cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva sulla base di un piano per le cessioni approvato dal Governo secondo lo schema riportato in tabella 3.40.

Tabella 3.40 - Il Piano di cessione dell'ENEL SpA: caratteristiche degli impianti

Società	Costo di acquisizione (milioni di euro)	Investimenti previsti (milioni di euro)	Impianto riconvertito (MW)			Personale (Unità/GW)
			Base	Mid-merit	Totale	
EUROGEN (A)						
Termoelettrici		1.038	3.340	614	6.711	285,2
Idroelettrici			137	629	766	566,6
Totale	3.700	1.038	3.477	1.243	7.477	315,9
ELETTROGEN (B)						
Termoelettrici		860	3.780	770	4.550	302,7
Idroelettrici			57	957	1.014	376,7
Totale	2.618	860	3.837	1.727	5.564	316,5
INTERPOWER (C)						
Termoelettrici		740	2.980		2.980	400,7
Idroelettrici			27	36	63	1.603,2
Totale	-	740	3.007	36	3.043	429,7
Totale A+B+C		2.638	10.321	3.006	16.084	
Di cui termo		2.638	10.100	1.384	14.241	
Di cui idro			221	1.622	1.843	

Fonte: AEEG

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 MAP, 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*⁸⁷. Per quanto riguarda il grado di obsolescenza degli impianti di generazione conferiti alle tre società, un'analisi delle caratteristiche di tali impianti mostra che, mentre le società Eurogen, Elettrogen e l'ENEL Produzione SpA avranno parchi confrontabili, sensibilmente peggiore sarà la situazione della società Interpower, che potrà tuttavia trarre vantaggio da una quota maggiore della capacità alimentata a carbone, più competitiva in periodi caratterizzati da elevati prezzi del petrolio.

Nel corso del 2001 è stata completata la procedura per la cessione della società Elettrogen alla cordata guidata dalla spagnola Endesa (cui partecipano l'ASM di Brescia ed il Banco Santander Central Hispano). 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. A marzo 2002 si è conclusa la procedura di assegnazione ed Eurogen è stata aggiudicata a Edipower (composta da Edison insieme ad alcune ex municipalizzate e istituti di credito) al prezzo di 3.700 M€. Per l'ultima delle Gen.Co., Interpower, il procedimento di cessione ha avuto inizio ad aprile 2002.

Nel segmento della distribuzione, ENEL Distribuzione è proprietaria di oltre l'80% della rete a media e bassa tensione. Nel corso del 2001 sono state completate le operazioni relative alla dismissione delle porzioni di rete di distribuzione ENEL in alcuni territori comunali. Allo scopo di razionalizzare la rete di distribuzione, il decreto n. 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 Roma, Torino, Milano e altre piccole realtà (le cessioni a Trieste e Parma erano già state completate nel 2000).

Per quanto riguarda il mercato della fornitura, si distinguono vendite al mercato libero e vendite al mercato vincolato. Nell'anno 2001 le vendite al mercato libero sono state pari a circa 98,5 TWh, di cui quasi la metà è stata coperta da ENEL Trade, seguita a grande distanza da Edison Energia SpA (tabella 3.41). Dal 1° gennaio 2001 la soglia per essere definiti clienti idonei si è abbassata a 20 GWh. Il forte aumento di clienti idonei, pari al 28% circa, si deve più all'aumentato numero di consorzi di imprese per l'acquisto (+30%) che all'aumento di clienti singoli (+17%). Il grado di apertura del mercato ha raggiunto così il 41%. L'energia elettrica trattata sul mercato libero è aumentata in misura più che proporzionale. L'aumento dei clienti idonei dovrebbe proseguire nei prossimi anni per effetto degli ulteriori abbassamenti della soglia di idoneità a 9 GWh e a 100 MWh. I dati mettono in evidenza una tendenza dei clienti idonei a rivolgersi agli acquirenti grossisti per la fornitura di energia, piuttosto che approvvigionarsi direttamente. Gli operatori del mercato libero mostrano una diversa attenzione ai diversi segmenti di clientela, alcuni concentrandosi 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 187 TWh, coperte largamente da ENEL Distribuzione, che ha fornito circa il 93% dell'energia ai clienti vincolati.

⁸⁷ Definiti come impianti destinati a modulare il carico e che operano per un numero limitato di ore all'anno, quali gli impianti idroelettrici a bacino, serbatoio o pompaggio e i termoelettrici a rendimento inferiore.

Tabella 3.41 - Vendite sul mercato libero nel 2001 (incluse importazioni)

Operatori	Energia venduta (GWh)	Quota di mercato %
Gruppo ENEL	26.900	35,6
Gruppo Edison	10.400	13,8
Gruppo Energia	3.500	4,6
Aziende di Enti locali	3.200	4,2
Grossisti esteri	5.200	6,9
Consorzi grossisti	11.300	15,0
Altri grossisti	3.600	4,8
Consorzi di acquisto	3.500	4,6
Clienti finali idonei	7.900	10,5
Totale vendite	75.500	100,0
Autoproduttori	23.000	
Totale vendite mercato libero	98.500	

(*) Stima

Fonte: AEEG

3.5 LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Il contributo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) al bilancio energetico nazionale è cresciuto dai circa 14 Mtep del 1995 ai 17,6 Mtep del 2001, con un aumento del 25% circa nell'intero periodo (+4,1% medio per anno). Nello stesso periodo, l'energia prodotta dalle FER non tradizionali è quasi raddoppiata (tabella 3.42). Nel seguito si descrive l'evoluzione registrata negli ultimi anni nell'utilizzo delle principali tecnologie.

Tabella 3.42 - Energia da fonti energetiche rinnovabili in Italia in equivalente fossile sostituita. Anni 1995-2001 (ktep)*

	1995	1998	1999	2000	2001 ⁴
Idroelettrico¹	8.312	9.067	9.979	9.725	10.298
Eolico	2	51	89	124	259
Fotovoltaico	3	3	4	4	4
Solare termico	7	10	10	11	11
Geotermico per generazione elettrica	756	927	969	1.035	992
Geotermico per usi diretti	213	213	213	213	213
Rifiuti solidi urbani	97	266	374	461	721
Legna e assimilati²	4.635	4.654	4.824	4.807	4.854
Biocombustibili	65	30	38	66	87
Biogas	29	142	167	162	196
Totale	14.119	15.362	16.667	16.608	17.634
Di cui non tradizionali³	1.265	1.583	1.893	2.022	2.16

¹ Solo elettricità da apporti naturali.

² La serie include il risultato dell'indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni

³ Eolico, solare, rifiuti solidi urbani, 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.

⁴ Dati provvisori e stime.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati di origine diversa.

* Inoltre, da considerare 9,8 TWh prodotti da reflui industriali che corrispondono a 2,1 Mtep sostituiti (Dati GRTN).

3.5.1 Quantità

3.5.1.1 Elettricità

La risorsa idroelettrica rappresenta circa il 60% della produzione di energia da fonti rinnovabili ed è ancora la più importante delle risorse energetiche interne. Il suo contributo alla produzione di elettricità è progressivamente diminuito, attestandosi nell'ultimo decennio su una quota inferiore al 20% del totale nazionale. Il grado di utilizzazione del potenziale idrico nazionale è già molto elevato (superiore al 70%), per cui le prospettive di sviluppo del settore sono legate allo sviluppo dei piccoli impianti idroelettrici con potenza inferiore ai 10 MW.

La situazione italiana è riassunta nella tabella 3.43, dove si considera solo l'energia idroelettrica da apporti naturali (escludendo la produzione da pompaggio)⁸⁸.

Tra il 1999 e il 2000 la produzione è passata da 45.358 GWh a 44.205 GWh, con una diminuzione del 2,5%. Nel 2001 la produzione ha raggiunto i 46.810 GWh, evidenziando un incremento del 5,9% rispetto all'anno precedente, per le condizioni di idraulicità più favorevoli.

Tra il 1999 e il 2000 la potenza installata aumenta dello 0,4%, passando da 16.570 GW a 16.641 GW. L'incremento nel 2001 è pari allo 0,5%, per un totale di 16.726 MW.

Tra il 1999 e il 2001 gli impianti di potenza efficiente lorda inferiore a 1 MW hanno fatto registrare un calo della produzione del 5,3%.

⁸⁸ GRTN, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia anni 1998, 1999 e 2000*.

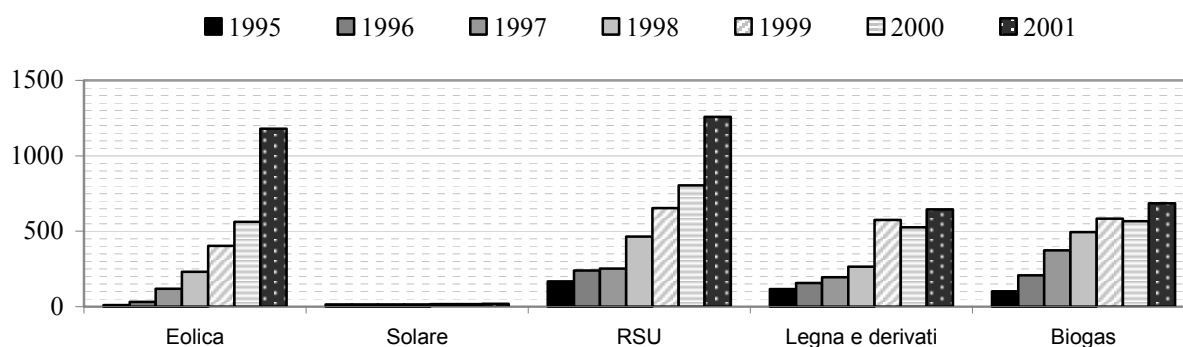
Tabella 3.43 - Numero di impianti idroelettrici, potenza efficiente lorda installata, produzione di energia elettrica. Anni 1999-2001

	1999	2000	2001*
Potenza efficiente lorda fino a 1 MW			
Numero impianti	1.163	1.122	1.080
Potenza efficiente lorda (MW)	414	373	384
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	1.762	1.550	1.668
Fattore di capacità medio (%)	49	48	49
1 MW < Potenza efficiente lorda < 10 MW			
Numero impianti	524	544	553
Potenza efficiente lorda (MW)	1.787	1.824	1.849
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	6.840	6.567	6989
Fattore di capacità medio (%)	45	42	43
Potenza efficiente lorda oltre 10 MW			
Numero impianti	289	292	293
Potenza efficiente lorda (MW)	14.370	14.444	14.493
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	36.756	36.088	38.154
Fattore di capacità medio (%)	30	29	30
TOTALE ITALIA			
Numero impianti	1.976	1.958	1.926
Potenza efficiente lorda (MW)	16.570	16.641	16.726
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	45.358	44.205	46.810
Fattore di capacità medio (%)	32	31	32

Fonte: GRTN

Il contributo delle fonti rinnovabili non tradizionali (eolico, solare, rifiuti solidi urbani, legna e derivati, biogas) alla produzione di elettricità per gli anni 1995-2001 è riportato nella figura 3.8.

Figura 3.8 - Elettricità da fonti rinnovabili non tradizionali. Anni 1995-2001 (GWh)



Fonte: Elaborazione ENEA su dati ENEL (fino al 1998), GRTN (1999, 2000 e 2001)

Circa il 90% dei generatori eolici installati in Italia è posto in zone marginali montuose, ad altezze variabili fra i 600 e i 700 metri; le difficoltà di accesso e la necessità di apposite infrastrutture tendono a ripercuotersi sui costi di installazione e, di conseguenza, sul costo della elettricità prodotta. La taglia delle centrali eoliche italiane è compresa tra 1 MW e 35 MW, con una media di 10-15 MW.

Un indicatore significativo dei miglioramenti tecnologici maturati in un certo periodo potrebbe essere fornito dalla potenza media degli aerogeneratori installati (tabella 3.44). Tra il 1995 e il 2001 la potenza media unitaria delle turbine installate in Italia è passata da 260 kW a 564 kW: una crescita in assoluto significativa, ma che si ridimensiona quando rapportata all'aumento registrato negli altri paesi europei⁸⁹. Sarebbe interessante comprendere se questa asimmetria caratterizza un ritardo tecnologico del Paese o sia piuttosto dovuta alla orografia più complessa dei siti italiani.

Tabella 3.44 - Energia eolica: potenza media per unità installata in Italia. Anni 1995-2001

Anno	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
kW/turbina	260	368	403	447	482	521	564

Fonte: ISES Italia

⁸⁹ La taglia media dei generatori installati nel 2000 è 1120 kW in Germania, 823 kW in Danimarca, 657 kW in Spagna, e 892 kW in Olanda. Fonte Commissione Europea DG TREN.

Tabella 3. 45 - Contributo dell'energia eolica in Italia. Anni 1998-2001

	1998	1999	2000	2001
Potenza installata (MW)	164	232	363	664
Energia elettrica prodotta (GWh)	231,1	402,5	563,1	1178,6
Fattore di capacità medio (%)*	16	20	18	20

*il fattore di carico (o fattore d'impianto) è il rapporto tra l'energia prodotta da uno o più impianti eolici in un certo intervallo di tempo e quella che sarebbe stata prodotta se l'impianto o gli impianti avessero funzionato, nello stesso intervallo di tempo, alla potenza nominale.

Fonte: ENEL (dati 1998), GRTN (dati 1999, 2000 e 2001).

Si segnalano, comunque, i progressi degli ultimi 3-4 anni, quando si è passati dai circa 164 MW di fine 1998 ai 664 MW del 2001 (tabella 3.45) per gli impianti collegati alla rete. La tabella mostra come la potenza installata sia aumentata del 56% tra il 1999 e il 2000 e sia quasi raddoppiata nel corso dell'ultimo anno. L'energia prodotta ha fatto registrare un incremento del 40% tra il 1999 e il 2000. I dati del 2001, seppur provvisori, rilevano, rispetto all'anno precedente, un raddoppio della produzione, che passa da 563,1 GWh a 1.179 GWh.

Gli impianti fotovoltaici possono essere raggruppati nelle quattro categorie:

- residenze non collegate alla rete;
- utenze non abitative non collegate alla rete;
- impianti distribuiti collegati alla rete;
- impianti centralizzati collegati alla rete.

Gli impianti utilizzano, nella grande maggioranza, moduli a base di celle al silicio (a cristallo singolo o multi-cristallino).

A fine 2001 la potenza fotovoltaica complessivamente installata in Italia era pari a 20 MW, con un incremento sull'anno precedente (19 MW nel 2000) del 5,2%⁹⁰ (tabella 3.46).

Tabella 3.46 – Installazioni fotovoltaiche per tipo di utilizzo. Anni 1999-2001

SETTORE	1999		2000		2001*	
	Potenza installata (kWp)	Energia prodotta (MWh)	Potenza installata (kWp)	Energia prodotta (MWh)	Potenza installata (kWp)	Energia prodotta (MWh)
Residenze non collegate alla rete	5.220	5.110	5.240	5.129	5.300	5.188
Utenze non abitative non collegate alla rete	5.640	5.032	5.890	5.255	6.350	5.665
Impianti distribuiti collegati alla rete	905	454	1.155	579	1.635	820
Impianti centralizzati collegati alla rete	6.715	5.736	6.715	5.736	6.715	5.736
TOTALE	18.480	16.331	19.000	16.699	20.000	17.409
TJ		59		60		63
Fonte: AIE-PVPS						
*Dati provvisori						

Dei 20 MW, 11,6 MW si riferiscono a impianti non collegati alla rete elettrica (+4,6% rispetto al 2000) e 8,4 MW a impianti collegati alla rete (+6,0% rispetto al 2000). La produzione di energia elettrica si stima in circa 17,4 GWh (+4,2% rispetto al 2000).

⁹⁰ IEA-PVPS, Annual Report 2001.

A fine 2001, la potenza geotermoelettrica installata (638 MW) non registra variazioni importanti rispetto all'anno precedente (tabella 3.47). A parte una diminuzione registrata nel 1994, nell'ultimo decennio l'energia elettrica prodotta era sempre aumentata, passando dai 3.200 GWh del 1990 ai 4.705 GWh del 2000. Nel 2001, secondo le prime stime, la produzione è calata del 4%, fino a 4.507 GWh prodotti.

Tabella 3.47 - Energia geotermoelettrica. Anni 1998-2001

	1998	1999	2000	2001*
Numero di impianti	30	32	33	33
Potenza efficiente lorda (MW)	579	621	638	638
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	4214	4403	4705	4507
Fattore di capacità medio (%)	85	82	86	82

Fonte: ENEL (1998), GRTN (1999, 2000 e 2001)

*Provvisori

Su un totale di più di 50 impianti di termotrattamento dei rifiuti operativi sul territorio nazionale a fine 2001, in 4 si recupera solo energia termica (vapore), in 19 si produce energia termica ed elettrica in cogenerazione e nei restanti 24 è prodotta solo energia elettrica. Nel 2001 sono stati recuperati più di 1.258 GWh di energia elettrica (con una potenza installata di circa 320 MW elettrici), con un avvio al trattamento di circa 3,7 milioni di tonnellate di rifiuti solidi urbani (RSU) (tabella 3.48).

Tabella 3.48 - Impianti di termotrattamento di RSU, potenza installata ed energia fossile sostituita. Anni 1998-2001

	1998	1999	2000	2001
Impianti di termotrattamento con recupero di energia	30	31	40	43
Potenza elettrica installata (MWe)	167,2	168,6	287,0	320,4
Energia elettrica prodotta lorda (MWh)	464.200	653.000	803.500	1.258.500
Energia fossile sostituita (TJ) ¹	4.276	6.015	7.400	11.592

Fonte: Elaborazioni su dati ANPA, GRTN

Calcolata considerando un tasso di rendimento del 15% e un fattore di conversione pari a 2200 kCal /kWh.

A fine 2001 la produzione di energia elettrica da biogas ammontava a 684.300 MWh. Poco meno di 20.000 MWh sono stati prodotti con biogas provenienti da fanghi di depurazione, da deiezioni animali e da residui industriali. Il 97% circa della produzione di energia elettrica da biogas proviene da rifiuti organici in discarica; da questi, nel 2001, sono stati prodotti 664.600 MWh di energia elettrica (tabella 3.49). Da sottolineare l'apporto di questi impianti nella eliminazione delle emissioni di metano, mediante combustione, del biogas.

Tabella 3.49 - Produzione di energia elettrica da biogas (MWh). Anni 1998-2000

	1998	1999	2000	2001
Biogas da rifiuti organici in discarica	478.800	566.400	551.300	664.600
Biogas da fanghi di depurazione	4.800	6.300	6.100	4.600
Biogas da deiezioni animali	5.700	5.900	4.900	9.800
Biogas da residui industrie	4.500	4.100	3.900	5.300
TOTALE PRODUZIONE (MWh)	493.800	582.700	566.200	684.300

Fonte: GRTN

3.5.1.2 Calore

La produzione di calore proviene da collettori solari termici (456 TJ nel 2000 e 506 TJ nel 2001⁹¹); dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica (8,9 TJ); da calore recuperato in impianti di termotrattamento di RSU (2.497 TJ nel 2000); da impianti di teleriscaldamento che utilizzano legna, localizzati principalmente in Lombardia, in Piemonte e nella provincia autonoma di Bolzano (574 TJ nel 2000); da impianti industriali che utilizzano residui della lavorazione (legna ed assimilati) per la produzione di calore (39.600 TJ); da impianti industriali, collegati alla rete elettrica, che bruciano legna e residui legnosi per la produzione di elettricità e recuperano calore in cogenerazione (2.835 TJ nel 2000).

L'apporto di gran lunga più importante proviene dall'utilizzo della legna da ardere nelle abitazioni (151.437 TJ nel 2000). Questo quantitativo proviene 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. Un'indagine precedente indicava invece in 21 Mt l'ammontare di legna da ardere. Negli ultimi anni si stanno diffondendo gli usi di legno sminuzzato e di legno pastigliato in impianti automatizzati; questi impianti utilizzano sia prodotti già disponibili, ad esempio sansa esausta, sia scarti di segherie, sia, infine, materiale importato (si valuta una produzione nazionale nel 2001 di 70.000 tonnellate di pastiglie su un consumo di circa 100.000 tonnellate).

Questi impianti hanno rendimenti vicini a quelli dei vecchi impianti a gasolio.

La diffusione di pannelli solari per acqua calda in Italia è stata recentemente valutata in 271.000 m² installati alla fine del 2000⁹², per una produzione complessiva di 456 TJ. Stimando per il 2001 un incremento della superficie installata dell'11% (301.000 m²), la produzione salirebbe a 506 TJ.

3.5.1.3 Biocombustibili

Nel 2000, il consumo di biodiesel ammontava a 66 ktep di combustibili fossili sostituiti, mentre nel 2001 esso aumentava fino a 87 ktep. Negli ultimi anni si è verificata una variazione di tendenza nell'utilizzo finale del biodiesel. Dal quasi totale uso per riscaldamento, si è passati prima ad una suddivisione tra il riscaldamento (70%) e l'autotrazione (30%), fino all'attuale utilizzo in autotrazione (70%), che prevale su quello per il riscaldamento (30%).

L'apice della produzione di biodiesel da semi nazionali risale alle campagne 1994-1995 e 1995-1996. Nella campagna 1996-1997 la produzione ha avuto un calo, attestandosi poco sopra le 30.000 tonnellate. La campagna seguente (1997-1998) ha fatto registrare una marcata riduzione della produzione nazionale (quasi 8.000 t) e la ripresa progressiva delle importazioni di olio a

⁹¹ Con una stima di 301.000 m² di collettori solari complessivamente installati.

⁹² Fonte: EurObserv'ER.

diversi gradi di raffinazione. Dalla campagna 1998-1999 si registra una ininterrotta crescita della produzione, garantita dal contingente defiscalizzato e dalla disponibilità di materia prima, soprattutto oli vegetali di importazione. Infatti, l'attuale produzione nazionale supera di poco le 11.000 t e non sembra destinata a raggiungere i livelli della campagna 1994-1995 (oltre 54.000 t), mentre l'olio importato acquista un peso sempre maggiore.

Sul rilancio della produzione di biodiesel hanno influito in maniera particolare alcuni provvedimenti normativi, in particolare il Decreto del Ministero delle Finanze n. 219 del 22/5/98, recante norme sul contingente di biodiesel ammesso all'esenzione dall'accisa, nell'ambito di un progetto pilota di durata triennale che fissava alcuni punti essenziali per la produzione e l'utilizzo del biodiesel e introduceva alcune importanti novità, di cui le più significative riguardavano la commercializzazione e l'utilizzo del biodiesel e le materie prime da cui poteva essere ottenuto.

Per quanto concerne la commercializzazione, la novità introdotta consisteva nel considerare le miscele gasolio/biodiesel, con contenuto di biodiesel minore o uguale al 5%, alla stregua del gasolio minerale, permettendo di inviare tali miscele al consumo sia presso utenti extrarete sia in rete. Per miscele contenenti un quantitativo di biodiesel superiore al 5% restava, invece, l'obbligo del consumo extrarete.

Per quanto concerne l'utilizzo delle materie prime, col Decreto suddetto veniva eliminato il vincolo di approvvigionamento di oli provenienti da coltivazioni *set-aside*. Inoltre, per la produzione di biodiesel si potevano utilizzare oli vegetali e loro derivati, e quindi anche sottoprodotti della lavorazione quali acidi grassi e oli acidi; l'art. 21 della Legge Finanziaria per il 2001 stabiliva che, a partire dal 1° luglio 2001, il contingente defiscalizzato veniva elevato da 125.000 t/anno a 300.000 t/anno. Esso autorizzava il MAP al lancio di un progetto pilota che, in deroga a quanto previsto dal succitato Decreto, poteva prevedere l'avvio al consumo del biodiesel puro presso utenti in rete, a partire dalle aree urbane a maggiore concentrazione di traffico.

BOX - Biocombustibili

Biodiesel

L'interesse suscitato dal biodiesel dal punto di vista ambientale nasce dal suo potenziale di riduzione della produzione di "gas serra". L'uso del biodiesel, infatti, non comporta immissioni nette di CO₂ nell'atmosfera. La pianta oleaginosa utilizza la CO₂ atmosferica durante la fotosintesi, immagazzinando carbonio all'interno delle cellule. Il carbonio è rilasciato in atmosfera nei processi di decomposizione dei residui vegetali, nei processi di combustione dell'olio ottenuto dai semi (biodiesel) e nel corso dei processi di assimilazione animale delle parti della pianta utilizzata per l'alimentazione zootecnica. Anche considerando le emissioni nelle fasi di coltivazione e trasformazione, la riduzione, rispetto al gasolio, è di circa 1,7 tonnellate di CO₂ emessa per ogni tonnellata di biodiesel utilizzato. A livello di inquinamento locale, l'utilizzo del biodiesel in luogo del gasolio comporta la riduzione delle emissioni di idrocarburi incombusti e della fumosità, mentre gli ossidi di zolfo sono praticamente assenti; anche il particolato diminuisce insieme alle emissioni di ossido di carbonio mentre, al contrario, quelle di ossidi di azoto mostrano un lieve incremento.

Infine, il biodiesel è fortemente biodegradabile: dagli studi effettuati emerge che, dopo ventotto giorni, il 90% del biodiesel disperso in ambiente acquoso si è completamente degradato, contro il 15-20% del gasolio.

La produzione effettiva di biodiesel (circa 60.000 t nel 1999 e nel 2000, più di 100.000 t nel 2001) risulta inferiore alla capacità produttiva attuale pari a 500.000-600.000 t/anno. Le prospettive di sviluppo del settore si riferiscono alla Delibera CIPE n. 211 del 3/12/97, che approva le linee generali della "Seconda Comunicazione Nazionale alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici" che stabilisce, per diversi settori di intervento, una serie di obiettivi, in termini di emissioni evitate di CO₂ equivalente e, quindi, di combustibili fossili sostituiti. Relativamente ai biocarburanti e biocombustibili, è indicato un obiettivo di 2 Mtep per il 2010, condizionato all'adozione da parte della UE di un'ideologia politica di sostegno al settore. Assumendo una ripartizione tra biodiesel ed ETBE, pari rispettivamente a 1,5 Mtep e 0,5 Mtep, l'obiettivo corrisponderebbe a circa 1.500.000-1.600.000 t/anno di biodiesel e 700.000-800.000 t/anno di bioetanolo.

L'attuale capacità produttiva dell'industria nazionale del biodiesel dovrebbe essere quindi triplicata con la realizzazione di nuovi impianti. Analogamente, l'estensione dei terreni che dovrebbero essere destinati alla produzione della materia prima agricola rappresenterebbe una frazione significativa della SAU (14,7 milioni di ha, di cui solo poco più di 8 milioni a seminativi, e il resto a pascolo o colture legnose) ed avrebbe come diretta conseguenza un'operazione di riconversione culturale che dovrebbe interessare un numero notevolissimo di aziende agricole (l'estensione media dell'azienda agricola italiana è inferiore ai 10 ha). Il Programma Nazionale Energia Rinnovabile da Biomasse (PNERB) del Ministero per le Politiche Agricole e Forestali, prevede la produzione nel 2010-2012 di 500.000 t/anno di biodiesel, delle quali 100.000 t a partire da oli usati di recupero e 400.000 t da oli vegetali provenienti da apposite coltivazioni. La superficie agricola necessaria sarebbe pari a circa 200.000 ha, considerando una produzione media di 2 t/ha di olio e una resa di conversione prossima al 100%. Sulla base del PNERB, in un'ottica a più breve termine (2003), lo stesso Ministero ha successivamente predisposto un "Programma Nazionale per la Valorizzazione delle Biomasse Agricole e Forestali (PNVBAF)". Questo individua quattro filiere: biodiesel, bioetanolo, produzione di energia elettrica e/o termica da biomasse, digestione anaerobica.

Relativamente al biodiesel, il programma di sviluppo è articolato nelle seguenti tematiche: a) incremento dell'attuale produzione, b) investimenti, c) aspetti economici e prospettive.

a) incremento dell'attuale produzione

Utilizzando come materia prima gli oli provenienti da colture diffuse (girasole), da diffondere (colza) o da sviluppare (ricino, cartamo) ma anche gli oli vegetali esausti e/o altre materie grasse di scarto o di recupero, il Piano si prefigge l'obiettivo di arrivare nel 2003 (vedi tabella seguente) a : 100.000-120.000 ha di oleaginose per 144.000 t/anno di olio grezzo; recuperare 22.000 t/anno di oli vegetali esausti; produrre con questi oli e altre 64.000 t di oli importati 200.000-230.000 t/anno di metilestere.

Previsioni di immissione sul mercato nazionale di olio esterificato

Parametro	2002	2003
Superficie (migliaia di ha)	105 (120)	100-120 (140)
Rese (t di olio/ha)	1.2 (1.3)	1.3 (1.4)
Olio estraibile (kt)	126 (156)	144 (196)
Olio usato recuperato (kt)	18 (64)	22 (74)
Olio vegetale importato (kt)	36 (-)	64(-)
TOTALE (kt)	180 (220)	200-230 (270)

Fonte: Bozza PNVBAF, 1999 (tra parentesi le previsioni del PNERB)

Come si vede in tabella, il PNVBAF ridimensiona le previsioni del PNERB, sia riguardo alla superficie ad oleaginose *non-food* sia alle rese, e quindi all'olio estraibile. Inoltre, ridimensiona anche le quantità previste di recupero di oli e aumenta, di conseguenza, quelle relative agli oli importati. È da notare, infine, che solo 144 kt di olio dovrebbero derivare dalla trasformazione di oleaginose *non-food* di produzione nazionale.

b) investimenti

Si ritengono necessari investimenti di moderata entità per il miglioramento della logistica distributiva del prodotto; gli impianti di esterificazione necessitano anch'essi di miglioramenti ed ammodernamenti sia per conseguire maggiore flessibilità, con la possibilità di utilizzare materie prime diverse, sia per ottenere un prodotto rispondente alle specifiche della normativa tecnica europea (CEN) in via di approvazione.

c) aspetti economici e prospettive

Constatando che l'80% dei costi di produzione del biodiesel è da attribuirsi al costo dell'olio vegetale, il PNVBAF sottolinea l'importanza di selezionare e diffondere specie e varietà di semi oleosi ad alta produttività e costi di produzione contenuti, e parallelamente di sviluppare il recupero di oli e grassi vegetali usati, provenienti principalmente dalla grande ristorazione, ma anche dalla raccolta differenziata nelle aree urbane, in modo da poter disporre di "ingenti quantitativi di materia prima a costi limitati". L'obiettivo è quello di una riduzione dei costi della filiera di circa il 20%. Inoltre, il Piano indica numerosi interventi sul piano della normativa:

- rimodulazione delle accise in funzione delle caratteristiche ambientali dei combustibili (eventuale ampliamento della *carbon tax*);
- adeguamento ed aggiornamento della normativa tecnica vigente;
- promozione del recupero di oli vegetali usati (possibilità in tal senso sono offerte dall'attuale quadro legislativo sui rifiuti);
- defiscalizzazione non contingentata o con quote crescenti;
- eventuale diminuzione graduale della percentuale di esenzione;
- garanzie dei produttori di motori.

Bioetanolo

L'etanolo prodotto da fonti vegetali, chiamato anche bioetanolo, si propone come un buon candidato in alternativa ai combustibili convenzionali: le emissioni di CO₂ verrebbero, infatti, riassorbite da coltivazioni impiantate allo scopo di produrlo, contribuendo così al controllo delle emissioni di CO₂ nell'atmosfera.

L'etanolo può essere usato come carburante in miscela con la benzina o puro. Una percentuale maggiore del 10-20% di etanolo richiede però modifiche al motore.

Si è accertato che miscele di combustibili contenenti il 10% di etanolo riducono del 25-30% le emissioni di monossido di carbonio e del 6-10% quelle di anidride carbonica; inoltre, migliorano la combustione della benzina poiché contengono ossigeno nella molecola e garantiscono, infine, un elevato numero di ottano nelle benzine, consentendo l'eliminazione dei composti tossici a base di idrocarburi aromatici. Poiché l'etanolo non contiene zolfo, le emissioni di ossidi di zolfo sarebbero nulle.

Un problema dell'etanolo è la sua tendenza ad assorbire acqua perché anche una piccola percentuale (residuo di produzione o assorbita direttamente dall'atmosfera) può creare problemi di immiscibilità con gli idrocarburi.

Una perfetta compatibilità tecnica è offerta invece dall'Etil-Ter. Butil-Etere (ETBE) che, a parità di vantaggi sull'efficienza di combustione e di apporto di numero di ottano, è praticamente idrofobo ed ha una tensione di vapore cinque volte più bassa dell'etanolo; questa è un importante vantaggio perché consente migliori partenze a freddo.

L'etanolo può anche essere utilizzato come *carrier* di idrogeno in veicoli elettrici che utilizzino celle a combustibile. In questa configurazione si potrebbero sfruttare gli alti rendimenti delle celle a combustibile che sono del 40%, con un potenziale del 65%, contro un'efficienza dei motori a combustione interna di circa il 20-30%. Questo tipo di alimentazione prevede l'uso di catalizzatori per trasformare l'etanolo in idrogeno ed è in fase sperimentale.

L'ipotesi di utilizzare l'alcol etilico di origine vegetale (bioetanolo) in ambito energetico presenta quindi molti vantaggi, ma deve fare i conti con una disponibilità limitata. Attualmente l'alcol etilico viene prodotto dallo zucchero, dall'amido o, per via petrolchimica, dall'etilene. È possibile ottenerlo anche dal materiale rinnovabile più abbondante che esista, la cellulosa, ma i relativi processi non sono ancora competitivi sotto il profilo tecnico ed economico. L'elevata disponibilità di residui agro-industriali e di alcune tipologie di RSU, quali la paglia e la cartastraccia, è un potente stimolo per la messa a punto di processi più efficienti ed economici.

Non sarebbe però realistico pensare di sostituire completamente i combustibili fossili ricorrendo a fonti energetiche alternative, almeno nel breve e medio termine.

Per esempio, se si volesse soddisfare il fabbisogno nazionale di benzine con etanolo prodotto da colture zuccherine o amidacee con i correnti processi di trasformazione, si dovrebbe destinare circa il 20% dell'intero territorio nazionale a questo scopo. Anche solo ipotizzando di utilizzare etanolo come additivo, o come materia base per la sintesi di additivi (ETBE), la domanda di etanolo crescerebbe oltre la capacità produttiva nazionale.

Risulta evidente che l'ipotesi di utilizzare biocarburanti in alternativa ai derivati del petrolio sarà praticabile solo aumentando la produzione agricola dedicata e migliorando la tecnologia di produzione. La tipologia di processo da utilizzare per produrre etanolo dipende dal tipo di biomassa. La cosa più semplice è partire da biomassa contenente zuccheri in forma monomerica che possono essere fermentati direttamente in etanolo: è il caso della canna e della barbabietola da zucchero. Più frequentemente però, gli zuccheri sono contenuti nelle biomasse sotto forma di polimeri, quali l'amido e la cellulosa. Mentre sono stati messi a punto enzimi in grado di operare in modo economico ed efficiente la completa idrolisi dell'amido in glucosio, ciò non è stato ancora possibile per la cellulosa.

L'introduzione di un processo totalmente nuovo, quale la produzione di etanolo dalle parti ligno-cellulosiche

delle piante (fusto, rami, ecc.), si tradurrebbe in un significativo aumento delle risorse disponibili. Per esempio, nel nostro Paese i residui ligno-cellulosici delle coltivazioni o dei processi industriali ammontano a circa 40 milioni di tonnellate. Considerando che, teoricamente, da 1 tonnellata di biomassa ligno-cellulosica possono essere prodotti 300-400 litri di etanolo, si stima che dalla messa a punto di un valido processo di trasformazione potrebbero essere resi disponibili annualmente 10-13 milioni di tonnellate di etanolo, pari a circa il 60% del fabbisogno nazionale di benzina.

3.5.2 *Prezzi*

Negli ultimi anni si è assistito al passaggio da un sistema di incentivazione differenziato per tecnologia (CIP6) ad un sistema di mercato, introdotto dal meccanismo dei certificati verdi che si pone come obiettivo l'incentivazione delle fonti rinnovabili al loro costo effettivo.

Contemporaneamente sono state introdotte altre forme di incentivazione, rappresentate, da un lato dal contributo in conto capitale da parte del Ministero dell'Ambiente e delle Regioni e, dall'altro, attraverso l'emanazione della delibera 82/99 dell'AEEG, da un sistema svincolato dal costo dei combustibili.

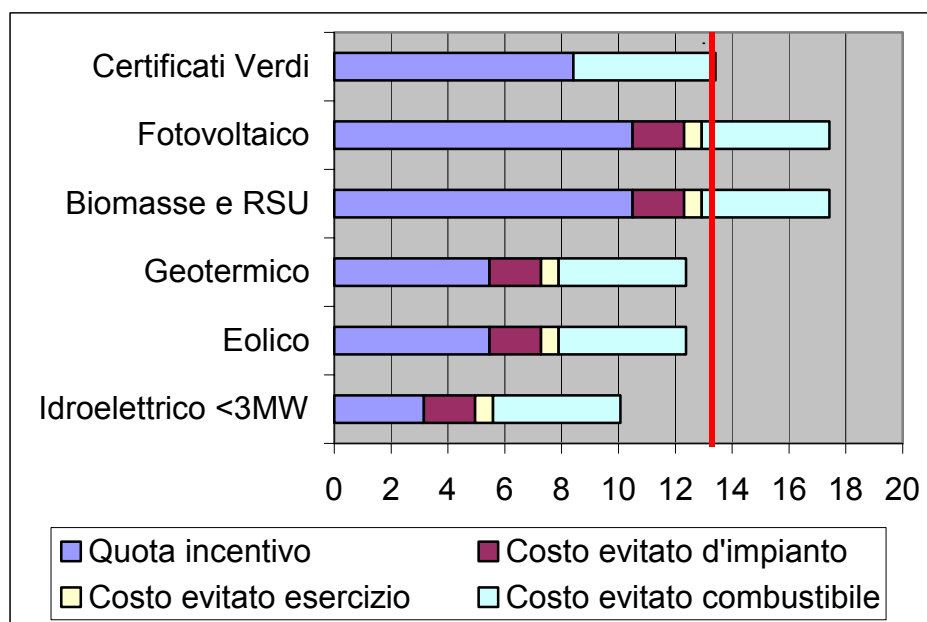
Con la nuova cornice regolatoria, mentre rimangono immutate le caratteristiche economiche degli impianti sotto convenzione CIP6 (energia ritirata dal GRTN a dei prezzi differenziati per tecnologie, aggiornati anno per anno dalla CCSE), la remunerazione dei nuovi impianti rinnovabili dipende dalla cessione dell'energia elettrica e dalla vendita dei certificati verdi.

La cessione dell'energia elettrica, che può comunque avvenire tramite contratto bilaterale, verrà effettuata alla borsa elettrica, che prevede due cruciali incentivazioni per le energie rinnovabili: la priorità di dispacciamento - secondo modalità non ancora definite dall'AEEG - e, per le fonti non programmabili, l'esonero dal pagamento degli oneri di bilanciamento.

Il regolamento di borsa elettrica, tuttavia, prevede l'esclusione dalle contrattazioni per gli impianti di potenza inferiore ai 10 MVA, una soglia significativa per gli impianti che utilizzano fonti rinnovabili. Ad oggi non sono ancora state definite le modalità di cessione da impianti di piccola taglia da parte dell'AEEG, anche se è possibile che il ritiro da parte del GRTN sia effettuato al prezzo orario che si sarà formato alla borsa elettrica. Infine è importante rilevare, per completare il quadro di opportunità offerte alle energie rinnovabili, come la riforma tariffaria dell'AEEG introdotta con la delibera n. 228 del 18/10/01 prevede un sistema di riconoscimento economico per l'energia ceduta in bassa e media tensione. Come già ricordato, in aggiunta alla cessione di energia elettrica, agli impianti rinnovabili viene rilasciato un titolo (certificato verde) in ragione di ogni 100 MWh prodotti. Questo titolo può essere ceduto ai soggetti ad obbligo (produttori ed importatori di energia convenzionale) o tramite accordo bilaterale o nella sede predisposta dal GME. In questa sede saranno anche disponibili i certificati verdi intestati al GRTN corrispondenti all'energia rinnovabile generata in impianti sotto convenzione CIP6, entrati in esercizio dopo il 1/04/99. Il prezzo del certificato verde GRTN è definito in base al costo medio degli incentivi CIP6, al netto dei ricavi derivati dalla cessione di energia elettrica. La terza informativa del GRTN riporta un valore del certificato verde di 8,42 cent€/kWh, superiore alle precedenti informative che fornivano un valore compreso tra 6,20 e 6,71 cent€/kWh. Il valore dei certificati verdi GRTN rappresenta una base di riferimento importante per le contrattazioni dei titoli.

Nella figura 3.9 viene riportata la remunerazione massima delle diverse tecnologie rinnovabili sotto convenzione CIP6, a confronto con la remunerazione attesa nel 2002 per effetto dell'introduzione del meccanismo dei certificati verdi.

Figura 3.9 - Remunerazione impianti CIP6 e valore del certificato verde 2002 (cent€/kWh)



Fonte: Elaborazione ENEA su dati CCSE e GRTN

3.5.3. Tecnologie

L'eolico si conferma tecnologia di punta per la produzione di elettricità da FER con un costo sempre più competitivo. Nel 2002 si assiste ad un rallentamento della crescita della potenza installata. Tale andamento, attribuito in una fase iniziale all'entrata in vigore dei nuovi meccanismi di mercato dei certificati verdi, appare ora conseguenza del blocco autorizzativo effettuato da alcune Regioni e Soprintendenze in connessione con le problematiche di impatto paesaggistico. Tale blocco potrebbe superarsi con l'approvazione del "Protocollo d'Intesa tra il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il Ministero delle Attività Produttive, il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, la Conferenza delle Regioni, per favorire la diffusione delle centrali eoliche ed il loro corretto inserimento nell'ambiente e nel paesaggio" che si pone i seguenti obiettivi: a) agevolare il perseguimento degli obiettivi nazionali di diffusione dell'eolico; b) favorire il corretto inserimento degli impianti nel territorio; c) determinare un quadro relativo ai processi autorizzativi il più possibile semplice, certo e omogeneo. L'iter del Protocollo d'Intesa, sottoscritto alla fine del 2002 dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, risulta peraltro ancora in corso.

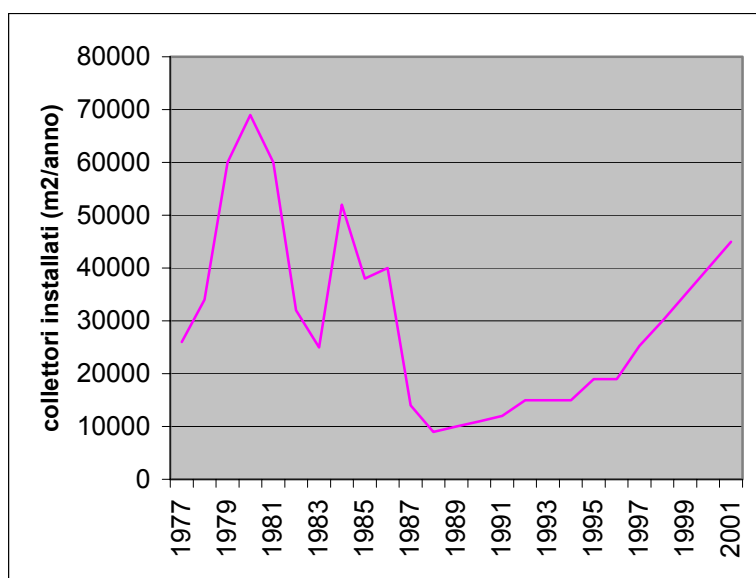
Per quanto riguarda il fotovoltaico, un significativo aumento delle installazioni, a livello mondiale, è stato stimolato da vari programmi di finanziamento (Programmi "tetti fotovoltaici"), che hanno privilegiato il ricorso a sistemi fotovoltaici integrati nelle strutture edilizie in grado di ridurre i costi complessivi del sistema. Tra questi programmi, si ricorda quello giapponese (1.500.000 tetti fotovoltaici corrispondenti a 5.000 MWp al 2010) e quello tedesco (100.000 tetti fotovoltaici, di cui circa la metà già installati, per complessivi 300 MWp). Anche in Italia è stato lanciato un analogo programma promosso dal MATT, con il coinvolgimento anche finanziario delle Regioni e delle Province autonome di Trento e Bolzano, che ha come obiettivo la realizzazione di 5.000 tetti fotovoltaici al 2003, con una potenza totale di 20 MWp.

Mentre il fotovoltaico ha le caratteristiche per soddisfare una domanda di tipo residenziale e terziario in applicazioni dispiegate vicino all'utente finale, con il “Programma Solare termodinamico”, che prevede la realizzazione di impianti dimostrativi, l'ENEA punta allo sviluppo e alla messa a punto di una tecnologia pulita ed economicamente vantaggiosa, che sfrutti l'energia solare per la produzione di energia elettrica su grande scala e la produzione di idrogeno.

Per quanto riguarda l'utilizzo dell'energia solare per la produzione di calore, si deve rilevare come la tecnologia del solare termico a bassa temperatura, ormai matura, affidabile e già competitiva per diverse applicazioni, stenti ancora ad affermarsi in Italia nonostante le grandi potenzialità⁹³.

Ripercorrendo la vicenda del solare termico in Italia, si ricordano i circa 70.000 m² installati nel 1980 e la successiva rapida caduta del mercato; quindi, dopo la ripresa del 1984, anno della campagna ENEL “Acqua Calda dal Sole”, si assiste ad un vero e proprio crollo del mercato che si assesta intorno a 15-20.000 m²/anno tra la fine degli anni Ottanta e la metà degli anni Novanta. A partire dalla fine degli anni Novanta si riscontra una ripresa significativa, con un installato annuo che nel 2001 si è attestato attorno ai 40.000 m² (figura 3.10).

Figura 3.10 - Andamento del mercato italiano dei collettori solari (1977-2001)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati di origini diverse

Come già ricordato, l'idroelettrico fornisce storicamente in Italia il più elevato contributo in termini di potenza installata e di elettricità prodotta (46.810 GWh nel 2001). Al di là di possibili ulteriori ottimizzazioni dei sistemi esistenti di potenza elevata (grande idroelettrico) si può prevedere un graduale incremento di interesse nei confronti della mini-idraulica (impianti di potenza fino ad 1 MW), sia per la realizzazione di nuovi impianti che per il rifacimento di impianti obsoleti. Si tratta infatti di una tecnologia matura che si è avvantaggiata di miglioramenti tecnologici che hanno contribuito a contenere i costi di impianto e di gestione, e che comporta un limitato impatto sull'ambiente.

⁹³ Il parco collettori solari è stimato in Italia nell'ordine di 7 m²/abitante contro gli oltre 50 della Germania e i quasi 300 di Grecia e Austria (stime EurObserv'ER).

Le problematiche relative all'utilizzo di biomassa per la produzione di energia elettrica sono riconducibili sia alle tecnologie che ai sistemi rispetto alle quali sono proposte. Per quanto riguarda le tecnologie, si può dire che non esiste un allineamento verso un unico sistema tecnologico anche se i dispositivi a letto fluido, per gassificazione o combustione, sembrano prevalere. Il sistema di incentivi del CIP6 ha offerto notevoli opportunità a queste tecnologie, che hanno però trovato limitazioni significative in relazione ai problemi di approvvigionamento dei materiali combustibili. L'approvvigionamento è infatti limitato a causa della breve distanza ammissibile per la loro movimentazione che, sia per motivi di bilancio energetico, che per motivi strettamente economici, viene notoriamente ristretta ad un raggio di 30-50 km nel caso di trasporto su gomma.

Dal punto di vista dello sviluppo della tecnologia, la combustione di biomassa ha ormai raggiunto livelli di rendimento elevati. I costi corrispondenti tendono a superare quelli dei combustibili fossili (ad esempio il metano) per configurazione dei sistemi di produzione di energia e per la bassa densità energetica del combustibile biomassa.

Il trattamento preliminare delle diverse tipologie di biomassa, trasformate in un combustibile unico per qualità e caratteristiche, renderebbe possibile lo sviluppo di un sistema tecnologico circoscritto a detto materiale e avrebbe il beneficio di concentrare in una direzione prevalente lo sforzo di ricerca. Per soddisfare queste esigenze possono essere ipotizzate la produzione di "biolio", attraverso una tecnologia di "flash pirolisi", o la produzione di un moderno combustibile in *pellets*.

3.5.4 Quadro normativo di riferimento e organizzazione del mercato

3.5.4.1 Il quadro normativo

Nell'ultimo anno sono state poste importanti basi normative per lo sviluppo delle rinnovabili. La direttiva approvata dal Parlamento e dal Consiglio europeo sulla promozione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili è probabilmente la misura, a questo riguardo, più importante (direttiva 2001/77/CE). Essa stabilisce un obiettivo indicativo medio, per l'intera Unione, del 22% di elettricità da rinnovabili sul consumo lordo di elettricità, da raggiungere entro il 2010 (contro una quota di circa il 15% al 2000). Per l'Italia tale obiettivo si traduce in una quota del 25% di elettricità da rinnovabili sul consumo interno lordo di elettricità al 2010 rispetto al 16% del 1997. A questo riguardo è opportuno aggiungere che il governo italiano, in nota alla direttiva, ha voluto specificare che ritiene credibile un obiettivo del 22%, con un consumo interno lordo fermo a 340 TWh.

Contemporaneamente si sono precisati sul piano nazionale gli appositi strumenti normativi. Il 2002 è il primo anno in cui entra in funzione il meccanismo dei certificati verdi, sistema di incentivazione basato sull'obbligo, imposto a produttori ed importatori di energia convenzionale, di immettere nel sistema nazionale almeno il 2% di nuova energia rinnovabile. Il sistema dei certificati verdi che sostituisce il CIP6, è stato introdotto dall'art. 11 del decreto 79/99 e delineato dal decreto ministeriale 11/11/99; il recente decreto 18/03/02 interviene a specificare alcuni elementi irrisolti della legislazione, quali le modalità di esonero per l'energia d'importazione e i riconoscimenti ai rifacimenti di centrali idro e geotermoelettriche. Infine, la delibera dell'AEEG 42/02 definisce i parametri per la qualifica della cogenerazione che è esentata dall'obbligo di acquisto di certificati verdi.

Se la cornice regolatoria è ormai giunta a compimento, rimangono da definire gli obiettivi quantitativi. Il recepimento della direttiva europea 77/2001 e la ridefinizione degli strumenti individuati dal CIPE 98 per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto, attesi nell'autunno 2002, avranno il difficile compito di fare combaciare gli obiettivi internazionali con le politiche di sviluppo delle energie rinnovabili a livello nazionale. La bozza di DdL sulla riforma del settore elettrico, anticipa l'intenzione di innalzare l'obbligo dei certificati verdi dello 0,35 % annuo a partire dal 2005.

3.5.4.2 I Certificati verdi

Con i meccanismi di incentivazione individuati ad oggi dal regolatore, e anche tenendo conto dell'aggiornamento proposto nel DdL, la produzione di energia rinnovabile attesa al 2010 si attesterebbe a 68,2 TWh. La stima è il risultato degli effetti dell'introduzione del meccanismo dei certificati verdi il cui impatto è descritto in dettaglio nella tabella 3.50.

La stima di 68,2 TWh include tutta la generazione elettrica proveniente dalla termovalorizzazione dei rifiuti e non tiene conto dei rifacimenti parziali di centrali idro e geotermoelettriche, né di una possibile futura revisione delle concessioni idroelettriche.

La domanda di certificati verdi per il primo anno si è assestata a 3,3 TWh. Infatti, dei circa 250 TWh potenzialmente soggetti ad obbligo, 3,5 TWh sono stati esonerati in virtù della franchigia iniziale sui primi 100 GWh di ogni operatore, 60 TWh circa sono stati classificati come cogenerativi, oltre 20 TWh di importazione sono stati esonerati in quanto certificati come "rinnovabili" dall'operatore estero. Dall'anno prossimo, a seguito della ridefinizione dei criteri di cogenerazione stabiliti dall'AEEG, l'esenzione della cogenerazione dovrebbe ridursi di circa il 50%. L'offerta di certificati verdi intestati al GRTN è stata quantificata a 4,3 TWh, mentre l'offerta di certificati verdi da impianti privati è stimata in circa 1,2 TWh; a queste stime andranno probabilmente aggiunti i volumi di certificati verdi concessi ai rifacimenti parziali di centrali idroelettriche.

Mentre l'offerta di certificati verdi GRTN è caratterizzata dal mix di impianti approvati nelle liste CIP6, i nuovi impianti a fonti rinnovabili vedono la forte crescita degli impianti eolici, favoriti dal meccanismo di incentivazione a prezzo indifferenziato per tecnologia. Nella tabella 3.51 risulta evidente come la producibilità attesa degli impianti eolici in progetto alla data di qualifica IAFR (Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili) 28/02/02 rappresenti quasi il 90% del totale. Questo dato è supportato anche nel lungo periodo dal fatto che, degli oltre 16.000 MW di impianti per cui era stata chiesta la connessione alla rete nazionale, ben il 99% era rappresentato da impianti eolici.

Dal momento che i certificati verdi sono emessi per otto anni dalla data di entrata in funzione dell'impianto, l'impatto sulla produzione nazionale di energia rinnovabile non è dato solamente dalla domanda di certificati verdi per l'anno in corso ma dalla somma di tutti gli impianti che hanno contribuito a soddisfare l'obiettivo nei diversi anni.

Con riferimento alla tabella 3.52 si vede come nel 2010 la nuova energia da FER entrata in rete dal 2000, pari a 17,2 TWh (riga B), sia data dalla somma dell'energia prodotta dagli impianti sotto contratto CIP6, pari a 7,6 TWh (riga B1), più la somma dell'energia prodotta con impianti privati entrati in funzione per soddisfare la domanda di certificati verdi del 2010 pari a 9,6 TWh (riga B2).

Si noti che i 9,6 TWh (riga B2) sono dati dalla differenza tra la domanda di certificati verdi (9,2 TWh) e l'offerta rimanente di certificati verdi GRTN (0,8 TWh) sommata alla produzione di energia rinnovabile da privati del 2002, pari a 1,2 TWh (riga B2). Gli impianti privati entrati in funzione nel 2002, infatti, non hanno più diritto all'emissione di certificati verdi nel 2010, essendo scaduti gli otto anni di incentivazione, ma contribuiscono all'obiettivo nazionale.

Come è noto, l'obbligo dei certificati verdi prevede numerose esenzioni; tra queste la cogenerazione ha contato per 60 TWh nel 2002 (tabella 3.53). Tuttavia, a seguito della nuova definizione di cogenerazione introdotta dall'AEEG con la delibera 42/02, tale esenzione dovrebbe ridursi drasticamente negli anni futuri, per poi nuovamente aumentare, dal momento che si prevede un discreto successo per queste tecnologie. Anche le importazioni di energia certificata come rinnovabile godono dell'esenzione dal pagamento dei certificati verdi; tuttavia, dal momento che questo si traduce in un vantaggio concesso a paesi che non hanno adottato una legislazione analoga nella promozione delle energie rinnovabili, si presume che il regolatore vorrà escludere le importazioni dalle esenzioni a partire dal 2005.

I paesi dell'Unione europea hanno adottato strategie differenti di promozione delle FER. Alcuni hanno compiuto la transizione ad un meccanismo di mercato basato sull'obbligo di acquisto dei certificati verdi, sovrapponendo questo sistema di incentivi ad altri preesistenti. Altri paesi, al contrario, hanno preferito rinnovare le politiche di incentivazione differenziate per tecnologia con sistemi di sussidio in conto capitale o in conto energia. La tabella 3.54 fornisce un quadro dei principali strumenti per la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, e del loro funzionamento a regime in alcuni paesi dell'Unione europea.

Tabella 3.50 – Produzione di energia da FER in relazione all’obiettivo individuato dalla direttiva europea (77/2001)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
A Consumo interno lordo di elettricità (TWh)	290,0	300,0	308,0	321,0	328,0	333,5	339,0	344,7	350,5	356,3	362,3	368,3	374,5	380,7
B Produzione nazionale di energia rinnovabile (TWh)	46,5	46,9	52,0	51,4	54,0	56,5	59,8	60,4	60,6	60,6	60,6	61,6	63,7	68,2
Obiettivo libro bianco (TWh):														76,0
Obiettivo EU stimando la domanda interna lorda di energia elettrica al 2010 a 380 TWh:														95,2
Obiettivo del 22% su una domanda di 340 TWh														74,8
Rapporto percentuale di energia rinnovabile sul consumo interno lordo di elettricità (B/A)	16,0	15,6	16,9	16,0	16,5	16,9	17,6	17,5	17,3	17,0	16,7	16,7	17,0	17,9

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati di origini diverse

Tabella 3.51 – Impianti qualificati IAFR* in esercizio e in progetto

	Impianti con qualifica IAFR in esercizio al 28/02/02		Impianti con qualifica IAFR in progetto al 28/02/02	
	Potenza impianti (MW)	Producibilità attesa (GWh)	Potenza impianti (MW)	Producibilità attesa (GWh)
Eolici	73.21	178.5	580.75	1490
Geotermici	60	58.6	0	0
Idro	119.86	377.48	489.72	83.32
Rifiuti	44.71	320.42	16.80	0
Solare	0.60	0.78	0	121.00
Totale	298.38	935.78	1087.27	1694.62

*IAFR: Impianti alimentati da fonti rinnovabili

Fonte: GRTN, Bollettino n° 1; 28 febbraio 2002

Tabella 3.52 – Contributo allo sviluppo delle FER determinato dal sistema dei certificati verdi

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Consumo interno lordo di elettricità (TWh)	290,0	300,0	308,0	321,0	328,0	333,5	339,0	344,7	350,5	356,3	362,3	368,3	374,5	380,7
Esenzioni dal pagamento dei CV (TWh) (2)	0,0	0,0	0,0	0,0	160,7	138,2	144,7	146,6	129,0	133,2	138,5	144,7	151,0	157,8
Energia soggetta ad obbligo (TWh)						167,3	195,3	194,3	198,1	221,5	223,1	223,8	223,6	223,4
TWh necessari a soddisfare l'obbligo del 2% incrementato dello 0,35% anno a partire dal 2005							3,3	3,9	3,9	4,7	6,0	6,8	7,6	8,4
Nuova energia rinnovabile prodotta da impianti entrati in funzione dopo il 1/4/99 (B1+B2)							5,5	8,8	9,4	9,6	9,6	9,6	10,6	12,7
B1 <i>di cui post 1/4/99 con contratto CIP6 ed emissione di CV GRTN</i>					3,0	4,3	6,8	7,4	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
B2 <i>di cui prodotta da privati con qualifica IAFR necessaria a soddisfare la domanda con obbligo + 0,35%</i>							1,2	2,0	2,0	2,0	2,0	3,0	5,1	9,6
permanenza di CV GRTN sul mercato dei CV							4,3	6,8	7,4	7,6	7,6	6,1	4,6	3,3
A Energia rinnovabile prodotta da impianti entrati in funzione pre 1/4/99				51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0
Produzione nazionale di energia rinnovabile (A+B)	46,5	46,9	52,0	51,4	54,0	56,5	59,8	60,4	60,6	60,6	60,6	61,6	63,7	68,2

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati di origini diverse

Tabella 3.53 – Dettaglio delle esenzioni dal pagamento dei certificati verdi

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Totale esenzioni					160,7	138,2	144,7	146,6	129,0	133,2	138,5	144,7	151,0	157,8
di cui per cogenerazione					60,0	34,8	36,8	36,8	42,8	46,8	51,8	56,8	60,8	62,8
di cui per importazione					24,0	24,0	24,0	24,0						
di cui per franchigia iniziale					3,0	3,0	4,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
di cui per autoconsumi di centrale					13,1	13,3	13,5	13,8	14,0	14,2	14,5	14,7	15,0	15,2
di cui per produzione di energia rinnovabile					54,0	56,5	59,8	60,4	60,6	60,6	60,6	61,6	63,7	68,2
di cui pompaggio					6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati di origini diverse

Tabella 3.54 - La promozione delle FER in alcuni paesi dell'UE

	Austria	Belgio	Finlandia	Francia	Danimarca	Germania	Grecia	Italia	Irlanda	Portogallo	Spagna	Svezia	UK	Olanda
Contesto politico	Il "Green Energy Act" del luglio 2002 modifica la precedente Legge federale dicembre 2000 tariffe in conto energia decise dalle autorità regionale	Le FER sono di competenza regionale (Fiandre, Vallonia, Bruxelles); le FER prodotte nelle aree marine sono invece di competenza federale	Piano di azione per lo sviluppo delle energie rinnovabili del dicembre 1999	Legge 10/02/00 Introduce il meccanismo di incentivazione a tariffa fissa e a gara	Riforma del settore energetico 1999	La nuova legge sulle energie rinnovabili (EEG; Erneuerbare Energien Gesetz) in vigore dal 2002 conferma il precedente meccanismo di incentivi in conto energia	Non esistono documenti programmatici per lo sviluppo delle rinnovabili anche se nel terzo "documento di supporto alle politiche comunitarie" (CSF 2000-2006) sono individuati fondi per lo sviluppo del settore	Decreto Bersani 79/99; modalità di istituzione del meccanismo dei certificati verdi DM 11/11/99; modifiche e integrazioni al DM 11/11/99 (DM 18/3/02)	Atto di regolazione del settore elettrico e libro verde sull'energia sostenibile 1999 che si sovrappone al piano di sviluppo delle energie rinnovabili del 1994 (AER)	Decreti legge sull'energia dal maggio 1988 al dicembre 2001	Legge sull'energia elettrica 1998 e Regio decreto n°2818/1998	Riforma settore elettrico	"Utilities Act 2000" prevede l'istituzione di un obbligo di acquisto di energia verde	La politica per lo sviluppo delle rinnovabili è parte del libro bianco sulla politica energetica del 1995; con il nuovo governo del maggio 2002 sono tuttavia previsti cambiamenti
Obiettivi nazionali della direttiva europea al 2010; obiettivi ulteriori, settoriali od intermedi	Obiettivo EU 78,1% Incremento dell'8% di generazione idro <10MW e del 4% di altre FER entro il 2008	Obiettivo EU 6%; Fiandre 5% Vallonia 12% al 2010, Bruxelles non ancora definito	Obiettivo EU 31,5%; Obiettivo di incremento delle energie rinnovabili del 50% rispetto al 1995 pari a 8,35 TWh	Obiettivo EU 21%; con un obiettivo di oltre 10.000MW di eolico al 2010	Obiettivo EU 29%; 20% al 2003	Obiettivo EU 12,5%; l'obiettivo dell'EEG è di raddoppiare il contributo al 2010, inoltre si prevede il contributo del 25% dall'eolico (15% <i>off-shore</i>) al 2030	Obiettivo EU 20 1%	Obiettivo EU 25%; Incremento generazione nuovi impianti rinnovabili del 2% nel 2002 incrementato dello 0,35% dal 2005	Obiettivo EU 13,2% 12,5% di elettricità da FER nel 2010; obiettivo eolico al 2005 di 500MW	Obiettivo EU: 39%	Obiettivo EU 29,4% Obiettivo di oltre 13.000 MW al 2010	Obiettivo EU 60%; 15 TWh di eolico per il 2015	Obiettivo EU 10%; 5% al 2003 e 10.000 MWe di cogenerazione	Obiettivo EU 9%; obiettivi intermedi di 3% al 2000, 8,5% al 2010 (rivisto in base alla direttiva) e del 17% al 2020
Certificati verdi	Sì, unicamente per idro	Sì		no	sì			Sì, compresi i rifiuti	no	no	no	Sì per eolico, solare,	Sì, escluse idro >10 MW e i	Esiste un sistema di certificati

	<10MW; ma questo meccanismo è sospeso dal Green Energy Act a partire dal 1/1/2003											geotermia, alcuni biocarburanti, rifiuti, maree, alcune tipologie idro	rifiuti	verdi su base volontaria supportato da una serie di facilitazioni fiscali e sugli investimenti degli impianti.
Soggetti sui quali ricade l'obbligo di acquisto di certificati verdi	Operatori mercato	Distributori			Clienti finali			Produttori ed importatori			Utenti finali		Distributori	
Incentivi in conto energia	Tariffe in conto energia decise dalle autorità regionale per eolico, biomasse, biogas, solare, geotermia. Esclusi gli impianti idroelettrici ai quali verrà tuttavia riconosciuto un prezzo incentivato a seguito del nuovo Green Energy Act		No, ma esiste un meccanismo di incentivazione fiscale	EDF ha l'obbligo di acquistare l'elettricità da FER per impianti >12 MW a prezzi definiti dal governo nel marzo 2002	Dal 2003 gli incentivi alle FER ricadono nel meccanismo dei CV	Sia il precedente meccanismo che l'attuale prevedono un incentivo in conto energia decrescente in base ai miglioramenti tecnologici; inoltre il EEG introduce un incentivo differente a seconda della producibilità dei siti	L'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili viene ritirata in base a contratti di durata decennale	Completamento delle graduatorie CIP6,	Meccanismo a prezzo fisso differenziato per tecnologia per 15 anni con assegnazione in base a criteri d'asta stabiliti dall'AER	SEP ha l'obbligo di acquistare l'elettricità prodotta dalle FER e dalla cogenerazione a i prezzi differenziati per tecnologia	I distributori hanno l'obbligo di acquistare elettricità dalle FER con incentivi differenziati per tecnologia aggiuntivi al prezzo di mercato			Il nuovo governo sta riformando il precedente sistema di incentivi e sembra intenzionato ad introdurre un sistema di incentivi in conto energia differenziato a per tecnologia ed efficienza degli impianti.
Incentivi in conto capitale			L'incentivazione in conto				Il CSF 2000-2006 individua	Per l'incentivazione degli	Accordi per acquisti di potenza	Programmi di finanziamenti	Sussidi	È prevista una forma di supporto	Incentivi per la costruzione	

			capitale viene rilasciata dalle autorità in base alla valutazione dei progetti				fondi per lo sviluppo di circa 600-800 MW di nuovi impianti rinnovabili	impianti fotovoltaici e tramite regioni limitati fondi per le biomasse		to		temporanea per l'eolico-	di eolico off-shore e per le coltivazioni energetiche	
--	--	--	--	--	--	--	---	--	--	----	--	--------------------------	---	--

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati AEEG

3.5.4.3 I programmi nazionali di promozione delle FER

Sono stati promossi, negli anni scorsi, finanziamenti in conto capitale che hanno visto in qualche caso anche la partecipazione delle Regioni.

Programma “Tetti fotovoltaici”

Negli ultimi due anni sono stati attivati, con il supporto tecnico dell'ENEA, programmi per la promozione del fotovoltaico attraverso un bando rivolto direttamente agli Enti locali e gestito dal MATT, e bandi regionali finanziati e gestiti direttamente dalle Regioni. I programmi avviati nel 2001 prevedevano la realizzazione di circa 7,5 MW di impianti fotovoltaici. L'elevata partecipazione al bando ha indotto il Ministero a impegnare nel 2002 ulteriori risorse finanziarie pari a circa 20 M€ che, integrate dalle Regioni attraverso un cofinanziamento al 50%, potranno consentire il finanziamento di progetti che non avevano trovato copertura finanziaria nel bando precedente, e di nuovi bandi regionali. I due interventi consentiranno complessivamente l'installazione di oltre 20 MW.

È stato inoltre realizzato un programma per il finanziamento di impianti fotovoltaici “ad alta valenza architettonica”, tendente a promuovere interventi caratterizzati da una particolare attenzione ai problemi di integrazione del fotovoltaico in architettura.

Programma “Solare Termico”

Il programma, lanciato con la pubblicazione di bando sulla GU nell'aprile 2001, incentiva la diffusione di impianti solari termici per la produzione di calore a bassa temperatura.

Inizialmente destinato alle Aziende municipalizzate del gas e ai Comuni con più di 50.000 abitanti, il bando è stato successivamente esteso a tutte le Amministrazioni pubbliche. Per lo svolgimento del programma, attraverso il quale si prevede di promuovere l'installazione di circa 30.000 m² di collettori solari, sono stati impegnati circa 4 M€ per incentivi in conto capitale, pari al 30% degli investimenti ammissibili.

Con un successivo decreto (DD 973/SIAR/2001), pubblicato nella G.U. del 30/9/02, vengono stanziati ulteriori 16M€ sui fondi del MATT. Si prevede inoltre che ulteriori 16 M€ vengano stanziati dalle Regioni per la promulgazione di bandi rivolti a privati, imprese e Amministrazioni pubbliche. Con queste ultime risorse si prevede che verranno installati entro il 2004 circa 100.000 m² di collettori solari termici.

Programma “Comune solarizzato”

L'oggetto del programma è la diffusione della tecnologia del solare termico a bassa temperatura presso edifici di proprietà di Regioni ed Enti locali localizzati nel Centro Sud. Il programma, avviato nel 1998 con una convenzione tra Ministero del Lavoro, MATT ed ENEA, è stato finanziato nel dicembre 2000 con oltre 9 M€ destinati agli Enti locali e alle Regioni che si sono impegnati a contribuire attraverso un cofinanziamento del 50%. Per la realizzazione degli impianti è previsto il ricorso a lavoratori di pubblica utilità supportati attraverso programmi di formazione a cura dall'ENEA e il tutoraggio da parte di imprese del settore. Attraverso tale programma si prevede l'installazione di circa 35.000 m² di collettori solari nei prossimi anni.

È previsto che una prima fase del Programma - finanziata con 7 M€ dal MATT con la partecipazione del 50% circa degli Enti locali - venga avviata nei primi mesi del 2003. Gli Enti locali coinvolti sono una decina e si prevede entro il 2004 l'installazione di impianti per complessivi 14.000 m² di collettori solari.

Programma di solarizzazione dei penitenziari

Nel corso del 2001 è stato avviato dal MATT un programma, cui partecipa il Ministero della Giustizia con un finanziamento di circa 2,5 M€, che prevede l'installazione, entro il 2005, di 5.000 m² di collettori solari termici su alcuni penitenziari italiani. È attualmente in corso un progetto

pilota che prevede l'installazione di 600 m² di collettori solari termici a Roma su due strutture del carcere di Rebibbia, destinati ad alimentare i circuiti dell'acqua calda sanitaria. Per la realizzazione degli impianti, si prevede che, a fianco della ditta che fornirà i materiali e l'assistenza tecnica, partecipino alcune decine di detenuti del carcere a cui conferire la qualifica di installatori, a seguito di uno specifico corso di formazione.

Accordo di programma con la Regione Lombardia

Siglato nel febbraio 2001, l'accordo di programma in materia di ambiente e energia tra MATT, Ministero del Tesoro, Bilancio e programmazione economica e Regione Lombardia prevede la realizzazione di interventi e di programmi per il risanamento e la salvaguardia del territorio lombardo. Tra i temi previsti c'è la produzione di energia con riduzione delle emissioni climalteranti, attraverso la realizzazione di impianti FER (in particolare solare termico e biomassa). Per quanto riguarda gli impianti solari termici sono stati impegnati circa 2 M€ (50% Ministero dell'Ambiente e 50% Regione Lombardia), per finanziare, con contributi del 15%, l'installazione di 10.000 m² di collettori solari termici da parte di soggetti privati ed Enti pubblici.

Programma "Sostenibilità ambientale delle isole minori"

Il programma, che rientra nell'ambito dell'accordo di programma con l'ENEA, si prefigge di stimolare lo sviluppo sostenibile nelle isole minori italiane, attraverso una politica coordinata di interventi tra i quali la promozione della mobilità sostenibile, del risparmio energetico e dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia. Il Programma, varato nel 2001 attraverso un bando rivolto ai Comuni delle isole minori italiane sedi di aree marine protette o in corso di istituzione, si avvale di un finanziamento di circa 6,2 M€, dei quali 3,6 M€ per le fonti energetiche rinnovabili e l'efficienza energetica e 2,6 M€ per la mobilità sostenibile; il Programma è ormai in una fase conclusiva (si prevede la realizzazione degli interventi entro i prossimi due anni). In particolare, attraverso il Programma è prevista la realizzazione di impianti eolici per un totale di oltre 1 MW e di impianti fotovoltaici per un totale di quasi 300 kW, nonché l'installazione di oltre 2000 m² di collettori solari. Il Programma è stato recentemente premiato dalla Commissione europea nell'ambito della "Campagna di *take-off* delle fonti rinnovabili" con il premio speciale della giuria.

3.5.4.4 Il Programma Solare termodinamico dell'ENEA

L'art. 111 della legge finanziaria 2001 (L.388/2000) prescrive che l'ENEA anche in cooperazione con altri soggetti, attui "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". Per tale programma la legge 388/2000 ha assegnato all'ENEA un contributo straordinario di complessivi 200 miliardi di lire per i previsti tre anni (poi portati a quattro) di attività; attualmente è stata liquidata la prima *tranche* di finanziamento pari a 40 miliardi di vecchie lire ed è prevista, entro il 2002, una seconda *tranche* di oltre 25 M€, a fronte delle prescritte relazioni sull'andamento delle attività di ricerca, sperimentazione, progettazione, esecuzione del progetto e profittabilità della gestione.

Dopo aver istituito e reso organicamente operativo nel corso del 2001 la propria Unità progettuale SOLTERM, e aver approntato il Progetto di massima del Programma Solare termodinamico per la valutazione da parte dei Ministeri competenti, lo sforzo dell'ENEA si è indirizzato a sostenere le opportunità commerciali a breve termine di questa tecnologia solare e a sviluppare sistemi e applicazioni solari innovative anche non direttamente elettriche - come la produzione di idrogeno - dimostrando i miglioramenti di qualità e di funzionalità dei componenti e nel sistema.

Il fine è quello di realizzare a breve termine (3 anni) impianti dimostrativi allo scopo di stabilire i costi e la percorribilità dell'opzione "solare termodinamico". La scelta ENEA per questo tipo d'impianto è quella di utilizzare la tecnologia dei collettori parabolici lineari, già ampiamente

collaudata, progettando, però, una serie di innovazioni al fine di eliminare o minimizzare gli svantaggi della loro applicazione nelle regioni mediterranee e di sviluppare un'originale nicchia di mercato, competitiva a livello nazionale e internazionale.

Le principali innovazioni riguardano:

- i sistemi di captazione dell'energia solare: l'ENEA ha prodotto due brevetti relativi ad una nuova tipologia di collettore solare e ad un nuovo e più efficiente rivestimento per i tubi ricevitori;
- il fluido che nell'impianto trasporta ed accumula il calore captato dal sole: è stata scelta una miscela di sali fusi (nitrati di sodio e potassio) che permette di avere temperature di esercizio più alte e quindi di ottenere una maggiore capacità di accumulo dell'energia termica e un maggior rendimento dell'impianto.

Una verifica delle problematiche d'insieme di un impianto innovativo richiede la realizzazione di circuiti sperimentali. È stato perciò elaborato il Progetto esecutivo del Circuito sperimentale di prove integrate PCS ed avviato l'iter per ottenere il nulla osta degli Enti locali preposti che permetterà la realizzazione del PCS presso il Centro ricerche ENEA della Casaccia nella prima parte del 2003. È stata inoltre attivata la ricerca di un sito idoneo alla realizzazione del Laboratorio solare avanzato ENEA (LASA) da dedicare alle attività di ricerca e sviluppo relative al progetto e alla messa in opera di:

- un impianto solare innovativo dimostrativo di piccola taglia per la produzione di elettricità;
- un prototipo di impianto solare ad alto rapporto di concentrazione, eventualmente associato ad altri sistemi solari, da utilizzare come parte integrante dei processi di dissociazione dell'acqua per produrre idrogeno.

Tra le varie alternative è stata individuata l'area presso il Comune di Montalto di Castro – nel sito in cui è già presente la centrale ENEL Alessandro Volta – per il quale è stato preparato un progetto preliminare e sono state attivate le procedure amministrative per il nulla-osta al suo utilizzo. Tra i vantaggi della scelta c'è la vicinanza con il Centro ricerche Casaccia, il più grande centro di ricerca dell'ENEA, con il quale il LASA deve operare sinergicamente.

Al fine di fornire supporto tecnico all'industria nazionale per metterla in grado di progettare, vendere, costruire e rendere operativi impianti termo-elettrici solari in condizioni finanziariamente accettabili, l'ENEA ha finora coinvolto, con varie tipologie di accordi, una decina di PMI che collaborano nello sviluppo, industrializzazione e fornitura di componenti innovativi di interesse per gli obiettivi del Progetto.

Infine, si avverte la necessità di creare società operative per la realizzazione tecnico-finanziaria di impianti di produzione energetica assieme ad operatori industriali e alle Regioni. Obiettivo principale del Progetto, infatti, è quello di costruire un impianto solare di potenza, costituito da uno o più moduli di taglia significativa, per la produzione di elettricità. Sono stati effettuati una serie di incontri, a vari livelli, tra l'ENEA e operatori e Amministrazioni di Regioni dell'Italia meridionale, interessati alla realizzazione dell'impianto con lo scopo di individuare il sito più idoneo. Tra le varie proposte, al momento risulta di particolare interesse il sito in località Specchia (LE) non solo per ubicazione, caratteristiche morfologiche e di insolazione, ma anche per le dichiarazioni d'intenti delle Amministrazioni regionali interessate. Sulla base dei primi accordi intercorsi con i soggetti interessati, è stato perciò avviato il progetto preliminare per la realizzazione di un impianto solare-termico prototipo da 15 MWe.

3.6 LA RISORSA "EFFICIENZA ENERGETICA"

L'incremento di efficienza negli usi finali di energia si può raffigurare come una vera e propria risorsa di energia. Uno studio dell'APAT⁹⁴ indica che, in Italia, la domanda di elettricità al 2010 potrebbe essere ridotta per oltre il 50% ipotizzando la sostituzione di tutti gli apparati che utilizzano energia elettrica con le migliori tecnologie oggi disponibili in termini di efficienza energetica.

Si muovono in questa direzione i due decreti del 24 aprile 2001 sull'efficienza energetica emanati dal Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro dell'Ambiente, e i due bandi del luglio 2002 emanati dal MATT, Dipartimento per la Protezione Ambientale, Direzione per l'Inquinamento e i Rischi Industriali per "l'attuazione di analisi energetiche nel settore dei servizi" e per "programmi di diffusione di frigo-congelatori e congelatori domestici ad alta efficienza energetica". Sul piano comunitario sembra opportuno segnalare la proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sul rendimento energetico nell'edilizia.

3.6.1 I decreti del 24 aprile 2001

I due decreti del 24 aprile 2001 emanati dal Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro dell'Ambiente, indicano gli obiettivi quantitativi di riduzione del ricorso a fonti primarie di energia cui sono tenuti i distributori di gas metano e i distributori di energia elettrica attraverso interventi di risparmio energetico, di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali e di ricorso a fonti rinnovabili. I decreti, per la cui operatività si attende l'emanazione delle linee guida da parte dell'AEEG, prevedono risparmi di energia primaria incrementali dal 2002 al 2006 per un risparmio complessivo al 2006 pari a 2,9 Mtep anno corrispondente a circa 7 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa. In tal modo si prevede di coprire il 15% circa della quota complessiva di riduzione di emissioni in atmosfera di gas serra nel settore energetico. Nel settore elettrico gli obiettivi indicati nei decreti comportano risparmi annui pari allo 0,3% dei consumi; l'obiettivo finale al 2006 rappresenta una riduzione dei consumi elettrici pari al 2%.

Gli obiettivi indicati dai decreti del 24 aprile 2001 sono quantificati nella tabella 3.55.

Tabella 3.55 - Obiettivi di riduzione dei consumi di energia primaria (Mtep)

	2002	2003	2004	2005	2006
Elettricità (Mtep)	0,1	0,5	0,9	1,2	1,6
Gas (Mtep)	0,1	0,4	0,7	1,0	1,3
Totale (Mtep)	0,2	0,9	1,6	2,2	2,9

Fonte: Decreti MICA del 24 aprile 2001

I decreti, rivolti a distributori con non meno di 100.000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2001, prevedono in particolare che almeno il 50% degli obiettivi quantitativi debba essere conseguito con una corrispondente riduzione dei consumi attraverso misure ed interventi le cui tipologie vengono indicate nei rispettivi allegati dei due decreti. Con la quantificazione degli obiettivi e l'indicazione delle tipologie di intervento i decreti stabiliscono inoltre i principi di valutazione dell'ottenimento dei risultati e definiscono le modalità per il controllo dell'attuazione degli stessi. L'ottenimento delle riduzioni viene validato dall'AEEG che emette dei certificati commerciabili a favore dell'esercente. Ogni anno la stessa AEEG verifica che ciascun esercente

⁹⁴ *La Risorsa Efficienza*, APAT, serie Documenti n. 11 1999 a cura di F. Krause

possieda certificati in misura sufficiente a soddisfare l'obbligo a suo carico. I decreti prevedono che i costi sostenuti dai distributori per la realizzazione degli interventi possano trovare copertura, per la parte non coperta da altre risorse, sulle tariffe di distribuzione, secondo criteri stabiliti dall'AEEG.

Con il documento di consultazione del 4 aprile 2002 "Proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali", l'AEEG illustra le sue proposte per la definizione di linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti realizzati dai distributori, in ottemperanza ai decreti e per il rilascio dei titoli di efficienza energetica previsti dagli stessi decreti; tra questi, l'AEEG propone 3 tipi di titoli di efficienza energetica: di risparmio finale di energia elettrica, di risparmio finale di gas, di risparmio di energia primaria senza risparmio finale né di energia elettrica né di gas. I titoli, espressi in unità di energia primaria risparmiata, sono negoziabili attraverso contratti bilaterali o sul mercato costituito a questo scopo da Gestore del mercato elettrico.

In tabella 3.56 sono riportate le principali tipologie di intervento previste per la realizzazione di interventi per l'incremento dell'efficienza e del risparmio energetico.

Tabella 3.56 Alcune tipologie di intervento previste dai decreti 24 aprile 2001

Tipologia di intervento	Esempi
Miglioramento dell'efficienza energetica di sistemi	Sostituzione di lampade ad incandescenza con lampade fluorescenti compatte con alimentatore incorporato; sostituzione di scaldacqua elettrico con scaldacqua a gas a camera stagna e accensione piezoelettrica; sostituzione di elettrodomestici con altri di classe A e superiore
Impiego più efficiente dell'energia	Installazione di regolatori di illuminazione, di velocità, di erogazione calore
Diminuzione del fabbisogno di energia	Isolamento di pareti e coperture; sostituzione di vetri semplici con doppi vetri; ricorso a principi e dispositivi di architettura bioclimatica
Ricorso a fonti rinnovabili di energia	Impiego di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria, impiego di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica
Favorire una maggiore consapevolezza nell'uso dell'energia	Promozione di campagne di informazione, sensibilizzazione e formazione (progetti a sé stanti o interventi di accompagnamento di progetti di diversa natura)

3.6.2 I bandi del Ministero dell'Ambiente (luglio 2002)

Il bando per la diffusione di frigo-congelatori e congelatori domestici ad alta efficienza energetica (pubblicato sulla GU n. 156 del 5 luglio 2002) disciplina le procedure per il finanziamento di programmi di diffusione di frigo-congelatori e congelatori domestici ad alta efficienza energetica della tipologia energy+. Alle risorse disponibili per il programma, pari a 900.000 euro, possono accedere le aziende distributrici di energia elettrica che operano in città con più di 500.000 abitanti.

Il bando per l'attuazione di analisi energetiche nel settore dei servizi (pubblicato sulla GU n. 171 del 23 luglio 2002) disciplina le procedure per il finanziamento di attività di analisi energetiche nel settore terziario, mirata alla definizione del potenziale risparmio elettrico. Le risorse disponibili per il programma sono pari a 600.000 euro e possono presentare domanda di contributo le aziende distributrici di energia elettrica con almeno 100.000 utenti. Sono ammesse al finanziamento le attività di analisi energetiche nel settore terziario. Tali analisi verranno cofinanziate dal MATT fino ad una percentuale di finanziamento massima pari al 50%.

3.6.3 La proposta di direttiva della Commissione europea sul rendimento energetico degli edifici

Nel maggio 2001 la Commissione europea ha presentato una proposta di direttiva al Parlamento europeo e al Consiglio sul rendimento energetico nell'edilizia; nel febbraio del 2002 è stato redatto un nuovo testo che recepisce alcuni degli emendamenti approvati da parte del Parlamento europeo.

Obiettivo principale della proposta di direttiva è quello di incidere, attraverso il miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici, in un settore i cui consumi - che già oggi rappresentano su base comunitaria oltre il 40% dei consumi finali di energia - determinano un progressivo e significativo aumento delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera. La proposta di direttiva indica le principali linee di intervento, istituendo un quadro di riferimento in relazione al quale sarà compito dei Paesi membri predisporre programmi di intervento e approntare i meccanismi di attuazione.

Le principali indicazioni della Commissione implicano per gli Stati membri:

- l'obbligo di predisporre una metodologia per il calcolo integrato del rendimento energetico degli edifici;
- l'obbligo di individuare i limiti minimi di rendimento energetico degli edifici di nuova costruzione e di verificare la fattibilità dell'installazione di sistemi alternativi di fornitura energetica per gli edifici nuovi di grandi dimensioni;
- l'obbligo di applicare opportuni *standard* di rendimento energetico nel caso di edifici di grandi dimensioni sottoposti a interventi di ristrutturazione;
- l'introduzione della "certificazione energetica" degli edifici (nuovi ed esistenti), e ne rendono obbligatoria l'attestazione all'atto della costruzione, compravendita o locazione;
- la certificazione energetica ogni cinque anni di tutti gli edifici pubblici;
- regole e modalità relative all'ispezione dei sistemi di climatizzazione.

CAPITOLO 4 - IL SISTEMA ENERGETICO E L'AMBIENTE

CAPITOLO 4 - IL SISTEMA ENERGETICO E L'AMBIENTE

4.1 L'IMPATTO AMBIENTALE DEI CICLI ENERGETICI

In questo capitolo sono affrontate le principali tematiche ambientali inerenti il sistema energetico nei suoi 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 le emissioni dei cosiddetti gas serra, che hanno assunto ormai un ruolo centrale nell'ambito degli accordi internazionali e per i quali si dispone di una serie di dati coerente e prolungata. Nondimeno oggi assumono rilevanza inquinanti fino a ieri considerati minori. Ciò avviene per un insieme di fattori concomitanti quali: gli approfondimenti scientifici in campo medico-biologico relativi ai loro effetti sulla salute umana e sugli ecosistemi, i relativi "successi" nella riduzione della diffusione e dell'impatto di alcuni inquinanti tradizionali, tra tutti il biossido di zolfo e i clorofluorocarburi e, non meno importanti, nuovi provvedimenti legislativi europei che impongono limiti più restrittivi per la qualità dell'aria e quindi interventi immediati e di forte impatto sulla vita nelle nostre città.

Come già ricordato, i cicli di produzione, distribuzione e consumo di energia hanno molteplici e significativi impatti sull'ambiente.

Negli ultimi decenni la forte attenzione al tema della qualità dell'aria ha permesso l'accumulo di una quantità rilevante di informazioni, che consente oggi di inquadrare qualitativamente e quantitativamente la relazione con il sistema energetico. La disponibilità di reti di monitoraggio, di modelli di dispersione degli inquinanti e di metodologie consolidate per la realizzazione degli inventari delle emissioni permette di seguire l'andamento dei fenomeni più rilevanti. Nel prosieguo del capitolo questi aspetti saranno oggetto di una approfondita disamina per alcuni dei più rilevanti inquinanti gassosi. Difficoltà maggiori si incontrano quando si voglia invece approfondire la relazione tra il sistema energetico e altri comparti ambientali, quali l'acqua e il suolo. Acqua e suolo sono da un lato recettori degli inquinanti gassosi e quindi, come nel caso dell'aria, sono oggetto di studi tesi a definire livelli di concentrazione di inquinanti, tempi di permanenza, modificazioni chimiche, limiti di qualità; d'altra parte devono però anche essere presi in considerazione in quanto risorse consumate e/o degradate nell'ambito dei cicli energetici. L'acqua è non solo un elemento utilizzato direttamente per la generazione di energia elettrica, ma assume un ruolo centrale nei processi termodinamici e nei sistemi di raffreddamento degli impianti di produzione, dai quali esce trasformata in vapore acqueo. Il suolo stesso è sia "occupato", per l'insediamento diretto degli impianti, delle infrastrutture di trasporto dei combustibili e per il vettoriamento dell'energia elettrica, che "consumato", in quanto alcuni suoi costituenti sono prelevati dalle cave per essere utilizzati (p.e., nei sistemi di desolfurazione o come combustibile, nel caso di cave e miniere di lignite e carbone).

Se è relativamente semplice descrivere la relazione tra cicli energetici e le componenti acqua e suolo, è invece complesso quantificare la medesima relazione, se non a livello di singolo impianto, o struttura. Un insieme coerente di dati che mostri i consumi d'acqua nei cicli energetici è difficilmente reperibile, anche se i consumi sono rilevanti. Nell'iter di approvazione delle nuove centrali a turbogas, infatti, il consumo di acqua è accuratamente indagato e quantificato. Prova indiretta è la diffusione delle tecnologie di tipo misto (*wet and dry*) o ad aria (*dry*) per i sistemi di refrigerazione dei condensatori e degli ausiliari. Anche per il "consumo" di suolo il reperimento di dati in ambito nazionale appare difficoltoso. Per esempio, è più facile ricorrere ai dati di produzione di rifiuti da centrali per avere una stima del prelievo in cava dei gessi utilizzati negli impianti di desolfurazione. Quantificare i chilometri di linee di elettrodotti, oleodotti o gasdotti e centrali di trasformazione, smistamento e pompaggio, fornisce d'altra parte una scarsa informazione sulle reali limitazioni imposte al territorio per eventuali usi alternativi in assenza di informazioni sulle precedenti destinazioni d'uso. Molti di questi temi assumono rilevanza in ambito locale e se ne

tiene il dovuto conto all'interno dei procedimenti di valutazione di impatto ambientale (VIA), ma non sono elementi che trovano una eco tramite, ad esempio, l'elaborazione di indicatori di riferimento validi per il territorio nazionale. Per questi motivi tali comparti ambientali non saranno trattati nel prosieguo in capitoli specifici; si darà invece spazio alla introduzione legislativa e operativa della valutazione ambientale strategica (VAS) di piani e programmi, che assume il ruolo di strumento nel quale anche questi temi possono trovare un momento integrato di analisi comparativa.

Nel paragrafo 4.2 sono analizzate nello specifico, anche in termini quantitativi, le emissioni di gas ad effetto serra generate dal sistema energetico nazionale e le problematiche connesse al commercio dei diritti di emissioni.

Il paragrafo 4.3 affronta i fenomeni di inquinamento atmosferico alle diverse scale territoriali: inquinamento transfrontaliero a lunga distanza ed emissioni di gas che condizionano la qualità dell'aria a livello locale.

Nel paragrafo 4.4 un particolare rilievo viene dato agli inquinanti "emergenti" che, per effetto delle direttive "figlie" sulla qualità dell'aria e delle convenzioni internazionali, sono, e saranno ancora di più domani, oggetto dell'attenzione pubblica.

La relazione tra energia e ambiente è approfondita nel successivo paragrafo 4.5, che affronta le problematiche connesse alla valutazione di impatto ambientale (VIA) degli impianti energetici alla luce delle recenti modificazioni legislative e la valutazione ambientale strategica (VAS) in campo energetico.

4.2 LE EMISSIONI DI GAS AD EFFETTO SERRA

4.2.1 Introduzione

Il Protocollo di Kyoto, siglato nel dicembre 1997, è stato il primo tentativo di quantificare impegni di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra: esso prevede, per i Paesi industrializzati nel loro complesso, una riduzione pari al 5,2% entro il periodo 2008-2012, rispetto al 1990, delle emissioni congiunte di anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), esafluoruro di zolfo (SF₆), idrofluorocarburi (HFC) e perfluorocarburi (PFC). Allo stato attuale, il Protocollo non è entrato ancora in vigore in quanto non è stato ratificato da un numero sufficiente di Paesi firmatari la Convenzione sui Cambiamenti Climatici. L'articolo 25 del Protocollo stabilisce che il Protocollo stesso entri in vigore quando almeno 55 Paesi, tra i quali i Paesi industrializzati responsabili di almeno il 55% delle emissioni di tutti i Paesi industrializzati stessi, abbiano depositato lo strumento di ratifica presso la sede della UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change).

Attualmente hanno ratificato il Protocollo 93 Paesi, tra i quali 25 Paesi industrializzati, che rappresentano il 37,1% delle emissioni di CO₂ relative ai paesi industrializzati stessi per l'anno 1990. Alla riunione di Johannesburg, sia la Federazione russa che il Canada hanno annunciato la loro intenzione di ratificare il Protocollo: quando ciò avverrà, si supererà il quorum richiesto ed il Protocollo potrà entrare in vigore.

L'Unione europea ha ratificato il Protocollo con la Decisione del Consiglio del 25 aprile 2002, impegnandosi in questo modo ad una riduzione complessiva dell'8% delle proprie emissioni di gas ad effetto serra entro il periodo 2008-2012 rispetto al valore del 1990. L'impegno di riduzione delle emissioni è stato ripartito in percentuali differenti tra i vari paesi dell'Unione europea: in particolare, l'Italia ha l'obbligo di ridurre le emissioni del 6,5%.

L'Italia ha ratificato il Protocollo con la legge n. 120 del 1° giugno 2002, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 142 del 19 giugno 2002. Il testo della legge prevede che si arrivi alla definizione di un piano di azione per la riduzione dei livelli di emissione dei gas ad effetto serra. Tale piano dovrà essere definito dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (MATT), di concerto con il Ministero dell'Economia e delle Finanze e con gli altri Ministeri interessati.

Si apre a questo punto un momento di riflessione per definire gli strumenti più efficienti ed efficaci per ottemperare agli obiettivi di riduzione indicati nel Protocollo. In particolare dovranno essere individuate le politiche e le misure che favoriscano:

- l'efficienza energetica del sistema italiano;
- la penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili;
- l'aumento degli assorbitori (i cosiddetti *sink*) dei gas ad effetto serra, generato da cambiamenti dell'uso del suolo e dalle riforestazioni.

Infine si prevede di ricorrere ai meccanismi definiti nel Protocollo di Kyoto:

- realizzazione di progetti con altri Paesi industrializzati (Joint Implementation - JI);
- realizzazione di progetti con Paesi in via di sviluppo (Clean Development Mechanism - CDM);
- utilizzo dei meccanismi di "commercio dei permessi di emissione" (Emission Trading - ET).

Non tutti gli aspetti dei meccanismi flessibili sono stati ad oggi completamente definiti. Le implicazioni delle diverse modalità di applicazione degli stessi sono complesse e hanno ripercussioni a livello nazionale, europeo e internazionale. In particolare il commercio dei diritti di emissione, tema sul quale il dibattito è stato ampio e si sono evidenziate profonde differenze tra le parti, merita un approfondimento in relazione al suo contributo al raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto.

4.2.2 Il commercio di emissioni

Tra i tre strumenti flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto il "commercio dei permessi di emissione" è certamente il meno inedito ma, probabilmente, anche il più versatile, sia perché richiede una partecipazione multilaterale, sia perché riduce drasticamente le problematiche e le potenziali controversie relative all'effettività delle riduzioni ottenute (misurazione, monitoraggio, verifica, certificazione), che invece pesano dal punto di vista operativo sugli altri due strumenti (JI e CDM) (si veda anche il Rapporto Energia e Ambiente 2001).

Scopo del "commercio dei permessi di emissione" è di orientare una dislocazione territoriale degli interventi di riduzione delle emissioni nell'ambito dei Paesi *Annex I*, in modo da comprimerne possibilmente al minimo il costo complessivo. L'obiettivo di questo strumento è dunque di tipo economico e si pone all'interno di quello prioritario, strettamente ambientale: in altri termini, esso rappresenta un mezzo (flessibile), fermo restando il fine, che resta di tipo *command and control* (percentuale di abbattimento dei gas serra).

La relazione empirica sfruttata con il commercio delle emissioni è quella tra il livello iniziale di efficienza energetica di una fonte emissiva e il costo delle riduzioni. Questa relazione presenta un andamento di tipo esponenziale, ossia un dato abbattimento di emissioni costa di più (o di meno) a seconda che i livelli iniziali di efficienza della fonte siano già elevati (o bassi). Ne consegue che le riduzioni da ottenere risultano tanto meno onerose quanto più gli interventi di abbattimento vengono concentrati nella fascia meno efficiente delle fonti emissive, e il commercio dei diritti di emissione ha appunto lo scopo di ottenerne una allocazione ottimale.

4.2.2.1 Le problematiche operative

Le proposte di una direttiva per attuare un sistema di "commercio dei permessi di emissione" a livello europeo può essere concepita come un tentativo di modificare ed ottimizzare nel concreto la distribuzione degli obblighi "teorici" di riduzione tra i vari Paesi, decisi nel 1998. Le diverse percentuali assegnate in quell'occasione ai vari Paesi, infatti, hanno principalmente tenuto conto delle rispettive emissioni pro-capite fotografate all'anno 1990: un criterio poco sovrapponibile a quello dell'efficienza energetica in quanto, essendo limitato e statico, non può né catturare tutte le variabili che influenzano in concreto la distribuzione ottimale e più efficiente degli interventi, né coglierne la continua evoluzione temporale.

Dal punto di vista operativo sono stati già approntati schemi di "commercio dei permessi" in vari Paesi. Gli antesignani sono stati gli Stati Uniti, che hanno applicato il commercio di diritti alle emissioni acide nell'ambito del cosiddetto "Acid Rain Program". Tuttavia, le emissioni-serra differiscono da quelle acide – e pertanto il relativo commercio di permessi va considerato a parte – per il fatto che non incontrano vincoli alla loro dislocazione territoriale, con la conseguente possibilità di partecipare a prescindere da distanze "fisiche" anche notevoli. Con specifico riferimento, dunque, al "commercio dei permessi di emissione" applicato ai gas serra, si evidenziano in particolare le esperienze di Regno Unito (unico Paese dove è anche già in fase di attuazione), Canada, Paesi Bassi, Danimarca, Norvegia.

4.2.2.2 Vincoli, variabili e tipo di obiettivo

Conviene per sintesi mettere in evidenza almeno le due scelte principali che sotto il profilo puramente operativo possono differenziare i vari schemi (non ci occupiamo in questa sede delle questioni teoriche e tecniche ¹).

Vi è innanzitutto quella relativa agli elementi da assumere come parametri vincolanti e,

¹ Si tratta rispettivamente delle problematiche relative: 1) alla scelta dei partecipanti (per numero, settore, dimensione) in modo da massimizzare i vantaggi del commercio dei permessi di emissione; 2) alla definizione della cornice istituzionale in modo da fluidificarne la gestione e minimizzarne i costi di transazione.

viceversa, come variabili. A tal proposito, lo schema ortodosso prevede di definire a priori un certo ammontare assoluto di riduzioni – cosa che costituisce il vincolo – lasciando invece i costi come la variabile da minimizzare, tramite appunto il commercio dei diritti.

Uno schema opposto prevede invece di predefinire come vincolanti i costi delle riduzioni – in altri termini di destinarvi un *budget* – cercando poi di ottenere il maggior ammontare possibile di abbattimenti emissivi (assunti quindi come variabile) tramite un meccanismo di allocazione iniziale dei diritti tramite asta e, a regime, tramite il commercio.

L'unico schema di "commercio dei permessi di emissione" che attualmente è di fatto già in fase operativa ricalca quest'ultimo modello ed è stato adottato nel Regno Unito (vedi i dettagli nel capitolo 1), dove si è varato un fondo pubblico predefinito da utilizzare come contributo alle imprese di determinati settori *energy-intensive*, per interventi di riduzione delle emissioni da effettuarsi nell'arco di cinque anni (2002-2006). L'allocazione dei contributi è avvenuta tramite asta, secondo il criterio del miglior costo marginale progressivo di abbattimento: in altri termini, l'assegnazione ha privilegiato le imprese via via in grado di assicurare, sulla base di successivi rilanci, i maggiori abbattimenti ai minori costi (quantità di CO₂ abbattuta per sterlina ricevuta). I contributi sono corrisposti anno per anno in proporzione alle riduzioni addizionali ottenute nell'anno precedente. In questo modo si è ottenuto il risultato di massimizzare l'abbattimento complessivo di CO₂, dati certi costi prefissati (in questo caso l'ammontare dei contributi). Oltre all'assunzione dei costi come parametro vincolante, gli altri presupposti fondamentali che caratterizzano questo sistema sono la volontarietà della partecipazione (anche questa non prevista negli schemi canonici²), nonché l'inserimento integrato del "commercio dei permessi" nel quadro degli strumenti ambientali già vigenti, in particolare tassazione e altri programmi.

La seconda scelta determinante per definire uno schema operativo di "commercio dei permessi" riguarda l'obiettivo di riduzione che viene assunto come vincolo, che può essere espresso in forma assoluta o relativa (quest'ultimo spesso definito Performance Standard Rate (PSR)). Il PSR rappresenta un obiettivo relativo costituito dalle emissioni per unità di prodotto, cioè dal rapporto tra emissioni massime consentite (specifiche per settore o singole unità) e il volume di produzione, espresso ad es. in kWh, tonnellate, m³. Evidentemente, se il rapporto è mantenuto costante, ad un aumento (diminuzione) della produzione deve corrispondere un aumento (diminuzione) delle emissioni assolute consentite.

Un "commercio dei permessi" imperniato su un obiettivo relativo di riduzione delle emissioni consente pertanto di assecondare la tipica correlazione tra emissioni, produzione e andamento del ciclo economico. Questa opzione è potenzialmente determinante ai fini della tutela delle singole competitività nazionali, tutela che rappresenta forse, a tutt'oggi, l'elemento di maggior ostacolo nella ricerca di regole e criteri comuni tra i vari Paesi.

In particolare, durante le fasi di espansione l'obiettivo relativo risulta meno penalizzante: l'aumento della produzione tende proporzionalmente a riflettersi sulle emissioni e la flessibilità dell'obiettivo evita quindi di dover limitare l'aumento produttivo - con una compressione dei profitti - oppure di dover incrementare ulteriormente l'efficienza per ridurre le emissioni unitarie, con conseguenti maggiori costi e minore competitività. È dunque interessante notare la differenza tra la valenza congiunturale di un obiettivo relativo e quella strutturale di un obiettivo assoluto: il rispetto di quest'ultimo implica prima o poi, in fasi espansive, una riduzione delle emissioni per unità di prodotto, ossia incrementi di efficienza che una volta ottenuti sono da considerarsi irreversibili.

Questa opzione relativa al tipo di obiettivo è sfruttata nello schema di "commercio dei permessi" predisposto nei Paesi Bassi dove, per i settori esposti alla concorrenza, è prevista l'applicazione del meno oneroso tra obiettivo assoluto e relativo (il che dipende principalmente dalla fase del ciclo economico in cui ci si trova).

² Intendendo come tali quelli suggeriti dalla teoria e tradotti in pratica sia dall'UE sia da tutti i Paesi che li hanno già elaborati in vista di una prossima applicazione (Danimarca, Norvegia, Paesi Bassi).

4.2.2.3 L'integrabilità

La problematica principale che pongono questi schemi nazionali di "commercio dei permessi di emissione" ruota, sotto il profilo pratico, intorno alla loro integrabilità: a titolo di esempio, si consideri come il sistema già entrato in vigore nel Regno Unito risulti incompatibile con quelli allo studio in Danimarca e nei Paesi Bassi.

Al riguardo le possibili eventualità sono due. La prima è che le varie "architetture" siano rese mutuamente compatibili, rendendone trasversali almeno i principi operativi portanti e lasciando come discrezionali, al massimo, soltanto i caratteri accessori: da qui conseguirebbe la possibilità di un "commercio dei permessi" operativo a un unico livello sovranazionale che veda impegnati direttamente i singoli operatori. La seconda possibilità è che i vari sistemi poggino su presupposti incompatibili alla radice, nel qual caso il "commercio dei permessi" potrebbe realizzarsi soltanto su un doppio livello. Al primo livello, su scala nazionale, i relativi schemi sarebbero elaborati in autonomia da ciascun Paese potendo così rispettarne le peculiari priorità e i vincoli macroeconomici, e servirebbero ad ottimizzare la distribuzione delle riduzioni all'interno dei singoli Stati. Su un livello superiore e successivo, sovranazionale, il commercio di permessi avverrebbe direttamente tra gli Stati, su base volontaria, acquirenti od offerenti a seconda del prezzo dei diritti formati sul mercato e a seconda che, a consuntivo degli effetti delle politiche e misure realizzate al proprio interno, ivi compreso lo stesso "commercio dei permessi", essi risultino in *surplus* o in deficit rispetto alle emissioni consentite dagli accordi.

Nel dibattito sulla possibilità di varare un effettivo "commercio dei permessi" sovranazionale, tuttavia, la principale preoccupazione sinora emersa è stata, come si accennava, quella relativa ai possibili effetti sulla competitività. In linea generale, poiché il commercio di emissioni ottimizza i costi di date riduzioni, se adottato su scala nazionale i suoi effetti sulla competitività sono positivi o, al limite, nulli. A livello nazionale i termini in cui va valutato sono pertanto quelli di una maggiore o minore utilità: sotto questo profilo, a puro titolo di esempio, un "commercio dei permessi" è più vantaggioso se applicato ad un settore in cui risulta strategica una competitività di prezzo piuttosto che ad un altro settore in cui è strategica una competitività basata e trainata dall'innovazione endogena.

La distorsione competitiva può invece subentrare nella formulazione di un "commercio dei permessi" che adotti criteri uniformi tra diversi Paesi. Ciò da un lato permette di minimizzare i costi di transazione del sistema, potenzialmente notevoli, mentre dall'altro rischia di creare vantaggi e svantaggi relativi tra i Paesi partecipanti, poiché il mix di opzioni più conveniente per ridurre le emissioni varia da Paese a Paese. Da parte di una singola impresa, di un settore o di un Paese si può infatti intervenire, alternativamente o congiuntamente: a) sulla struttura di approvvigionamento energetico, riconvertendola a una composizione delle fonti a minore intensità carbonica (con effetti sul costo unitario di produzione dell'energia); b) su innovazioni di processo, che riducano l'intensità energetica della produzione - e quindi, indirettamente, quella carbonica - ferma restando la struttura industriale originaria; c) in una prospettiva di lungo termine e al solo livello di Paese, sulla stessa struttura industriale, con politiche volte a ridurre il peso relativo dei settori ad alta intensità energetica (pesanti) e/o basso valore aggiunto ed incrementare l'incidenza di settori a bassa intensità e/o alto valore aggiunto (ad esempio l'alta tecnologia).

Ciascun Paese risulta vincolato dai propri livelli iniziali di efficienza in relazione a ciascuno di questi parametri, i quali possono a loro volta risultare più o meno rigidi (si pensi ad esempio al maggiore o minore grado di dipendenza energetica). In ogni caso, la variazione significativa di ciascuno di questi parametri modifica i valori delle emissioni espressi per unità di prodotto. Vi sono altri fattori esogeni che influiscono invece sui valori congiunturali delle emissioni, espressi cioè in termini assoluti: la fase del ciclo economico attraversata, oppure la struttura contingente dei prezzi delle fonti. I fattori congiunturali sono particolarmente ingannevoli poiché, in presenza di obiettivi espressi in valore assoluto, possono portarne al temporaneo rispetto o persino generare un *surplus* di diritti, ma la loro transitorietà non conferisce alle riduzioni alcun carattere strutturale (durante le fasi

recessive la riduzione della produzione si traduce in minori emissioni). I casi della Germania unificata, del Regno Unito e della Russia evidenziano tutti il comune denominatore di ampi margini di decarbonizzazione a costo ridotto o addirittura nullo in rapporto agli obiettivi consentiti: ciò grazie a fattori strutturali - quali la notevole presenza del carbone nella struttura energetica preesistente - o congiunturali (nel caso russo, la fase economica esasperatamente recessiva rispetto ai livelli del 1990 assunti come *baseline* di riferimento ³).

Ne deriva che il maggiore o minore ricorso di un Paese a ciascuna opzione, attraverso politiche e misure energetiche, industriali e fiscali dipende dall'ampiezza dei margini di operatività esistenti e dai costi connessi, i quali possono essere alterati in positivo o in negativo dalla scelta di certe regole anziché altre per un sistema di "commercio dei permessi di emissione" sovranazionale. In particolare, le diverse scelte economiche relative all'identificazione dei partecipanti (per settore, numero, dimensione), o al criterio di allocazione dei permessi di emissione (in base ad asta oppure ai valori storici), o al criterio di aggiornamento temporale degli obiettivi di riduzione possono sortire esiti anche contrapposti nella definizione finale della geografia di Paesi acquirenti o venditori di diritti. A loro volta le scelte relative alla cornice istituzionale del commercio (l'ambito spaziale; i sistemi di contabilità, monitoraggio, verifica degli scambi; la struttura e i poteri degli organismi che dovrebbero sovrintendervi; le sanzioni) non possono prescindere dalla previa definizione consensuale degli aspetti economici.

4.2.2.4 Le prospettive dopo l'uscita USA dal Protocollo di Kyoto

Un breve accenno sulla situazione venutasi a creare dopo la CoP7 di Marrakech e il vertice sullo sviluppo sostenibile di Johannesburg può aiutare a comprendere nel concreto alcuni dei fattori da cui dipendono l'utilità e le prospettive di un sistema di "commercio dei permessi di emissione". Dopo l'annuncio dell'adesione da parte della Russia dato a Johannesburg, l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto appare ormai certa: ciò in quanto potrà risultare rispettata la clausola del doppio minimo (55% di Paesi partecipanti e 55% di emissioni totali), rimasta finora *sub-judice* relativamente alle emissioni. D'altro canto, in precedenza, gli Stati Uniti in occasione della Cop7 di Marrakech avevano viceversa annunciato la propria rinuncia, a causa dei limiti posti alla possibilità di ricorrere agli strumenti flessibili per ottemperare agli obblighi di riduzione: una rinuncia decisiva sul piano sostanziale alla luce delle emissioni imputabili agli USA⁴. È venuta così a sfumare la possibile presenza contemporanea di USA e Russia, uno scenario che sarebbe stato caratterizzato da una situazione bipolare. Da un lato le notevoli riduzioni, in termini relativi e soprattutto assoluti, richieste agli USA ne avrebbero elevato i costi marginali dei necessari interventi domestici a un livello tale da rendere conveniente e preferibile un acquisto massiccio sostitutivo di diritti di emissione; dall'altro lato la Russia, con riserve di permessi a costo zero, ne avrebbe reso altrettanto conveniente la vendita massiccia. Il risultato sul mercato dei permessi sarebbe stato un oligopolio bilaterale esercitato dagli USA sul lato della domanda e dalla Russia su quello dell'offerta, con un flusso preferenziale di diritti dalla Russia agli USA a un prezzo mantenuto in relativa tensione dal sostegno della domanda statunitense e con un accesso al mercato di fatto marginale per gli altri Paesi. Dal punto di vista ambientale, l'esito sarebbe stato un semiazzeramento delle emissioni domestiche effettivamente abbattute dagli Stati Uniti (reso possibile dalla contemporanea assenza di limiti).

Rispetto a questo scenario potenziale, la mancata adesione degli Stati Uniti ha invece determinato in chiave di "commercio dei permessi" un vero e proprio *shock* alla domanda. Questo scenario alternativo - ed effettivo - può ora tradursi in due diversi esiti: 1) un crollo del prezzo dei permessi, nel caso in cui la Russia decida egualmente di vendere l'intero *surplus* di diritti in suo

³ Ai fini del "commercio dei permessi di emissione" si tratta in sostanza del fenomeno definito come *hot air*: su scala molto minore, si è verificato persino negli stessi Stati Uniti a seguito della recessione del 2001.

⁴ Circa il 32% sul totale di quelle del 1990; un obiettivo teorico di abbattimento pari al 7% (percentuale superiore alla media ponderata complessiva, pari al 5,2%); un obiettivo effettivo da ottenere (rispetto alle emissioni tendenziali al 2010) pari al 25-30%.

possesso, stimato in quasi tutti gli studi effettuati in una percentuale tra il 54 e l'88%, nonostante l'effetto "di sostegno" indotto dalla riaffermazione di un limite al ricorso al "commercio dei permessi". In tal caso, il beneficio economico dei risparmi si trasferirebbe semplicemente dagli USA ai Paesi UE. Questo esito tuttavia si può considerare solo teorico, in quanto la riduzione degli introiti finanziari pregiudicherebbe a sua volta la convenienza della Russia all'adesione al Protocollo; 2) un'offerta "controllata" (parziale) dei diritti da parte della Russia, finché la progressiva discesa del prezzo arrivi al livello in cui divenga conveniente destinare la parte restante del *surplus* a copertura delle proprie maggiori emissioni future: possibilità, questa, espressamente prevista dal Protocollo (cosiddetto "banking"). In ogni caso, gli effetti collaterali dal punto di vista sia ambientale che tecnologico sarebbero molto profondi. È stato dimostrato che la partecipazione della Russia, in assenza di un qualsiasi meccanismo di sterilizzazione dell'*hot air*, non soltanto renderebbe pressoché tutti i Paesi europei acquirenti netti di diritti di emissione, con un'ovvia contrazione dei potenziali interventi domestici; ma, sul medio-lungo periodo, verrebbero meno l'incentivo a migliorare l'efficienza domestica e quindi la spesa in R&S a ciò associata. Ciò conferma anche a livello empirico come la semplice definizione dei partecipanti - in questo caso gli Stati - costituisca un elemento sufficiente a modificare in modo determinante i flussi e l'entità di acquisti e vendite di diritti, nonché dei risparmi conseguibili.

È realistico ritenere, dunque, che le prospettive di convenienza di un "commercio dei permessi di emissione" intraeuropeo e conseguentemente di eventuali singoli "commerci" nazionali ruotino non tanto intorno alla partecipazione della Russia, che al momento non è più un'incognita, quanto soprattutto alla decisione relativa alla parte del proprio *surplus* di diritti che verrà effettivamente posto in vendita sul mercato. Ciò dipenderà, a sua volta, dall'utilità prospettica del *banking*, determinata dalla rapidità dell'eventuale ritorno della produzione sui valori antecedenti il 1990, ma anche dalla misura in cui gli investimenti effettuati nel frattempo riusciranno a disaccoppiare la dinamica della produzione da quella emissiva. Le variazioni della composizione delle fonti energetiche, dell'intensità energetica, della struttura industriale, sono tutti elementi in via di profonda evoluzione, anche se in misura diversa, e tali da determinare, nel caso russo, un "salto" più che una semplice transizione nel processo di incremento dell'efficienza. I costi di questo salto dipenderanno molto da quanto i necessari investimenti saranno "attratti" e sostenuti dall'estero, in particolare proprio dai Paesi maggiormente interessati ad acquistare dalla Russia diritti di emissione. Una quota incisiva di investimenti esteri potrebbe veicolare un salto di efficienza notevole in relazione ai costi, tale da consentire di ridurre la necessità del "banking" e di poter porre sul mercato una quota significativa del *surplus* di diritti. Il risparmio sull'acquisto di questi ultimi costituirebbe il "ritorno" economico per i Paesi investitori, e il "commercio dei permessi" si verrebbe così indirettamente a configurare come una sorta di *Joint Implementation*.

4.2.2.5 Italia: il Commercio dei permessi di emissione nella proposta di delibera del CIPE

In Italia è stata appena presentata una proposta di revisione della delibera CIPE del 19.11.1998, contenente le linee guida per la riduzione delle emissioni alla luce della successiva Legge 120 2002 di ratifica del Protocollo di Kyoto. In questa revisione viene prospettato il "ricorso illimitato ai tre meccanismi flessibili" previsti dal Protocollo ad integrazione delle azioni nazionali e vengono fissate alcune scadenze entro le quali attivare gli organismi istituzionali e amministrativi necessari alla relativa implementazione. Per quanto concerne in particolare il "commercio dei permessi di emissione", la proposta prevede l'istituzione presso il MATT, entro il 30 marzo 2003, dello "Sportello italiano per il mercato dei permessi e lo scambio delle quote di emissione". Presso tale sportello saranno individuati e autorizzati i soggetti partecipanti al mercato, controllati e monitorati gli scambi, verificate e registrate le riduzioni, il tutto secondo le direttive UE. In seguito, entro la data (presunta) del 30 giugno 2004, dovranno essere assegnate le quote consentite di emissione ai singoli impianti ed approntate le procedure per verificare il rispetto delle disposizioni da parte delle imprese.

4.2.3 Il settore energetico e le emissioni di gas ad effetto serra

L'aumento delle concentrazioni in atmosfera dei gas serra viene seguito tramite una rete di monitoraggio sistematico a livello mondiale, alla quale l'Italia partecipa con le due stazioni di Monte Cimone e Lampedusa, in funzione rispettivamente dal 1978 e dal 1992. La misura continuativa dei principali gas serra, i cui valori sono riportati nel Volume II di questo Rapporto, evidenzia l'andamento crescente delle concentrazioni di anidride carbonica che, al di là delle naturali oscillazioni su base stagionale, non mostrano alcuna modifica sostanziale e non sono correlabili alle emissioni degli stessi gas in un dato territorio e periodo.

Fra i Paesi industrializzati, il gas climalterante più importante in termini di emissioni è la CO₂. Le emissioni di CO₂ costituiscono infatti, per questi Paesi, oltre l'80% delle emissioni di tutti i gas coperti dal Protocollo di Kyoto.

Il settore energetico, che secondo l'IPCC comprende il sotto-settore delle industrie energetiche (generazione di energia elettrica, raffinazione del greggio e produzione di *carbon coke*), il sotto-settore industria manifatturiera e costruzioni, i trasporti e i cosiddetti altri settori (terziario, residenziale e agricoltura), è responsabile delle emissioni di CO₂ per oltre il 95%. In tabella 4.1 viene indicato il peso relativo dei vari gas ad effetto serra ed il contributo del settore energetico alle loro emissioni.

Tabella 4.1 - Gas serra e contributo del settore energetico nei paesi industrializzati

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Altri	Totale
Percentuale sul totale delle emissioni di GHG	82%	12%	4%	2%	100%
Contributo del settore energetico	96%	35%	26	n.d.	85%
Fonte principale di emissione all'interno del settore energetico	Combustione	Evaporative	Combustione		

Fonte: J. Pershing, "Climate Change Responses: good practices in policies and measures", IEA, aprile 2000

Data la predominanza delle emissioni di CO₂ rispetto agli altri gas ad effetto serra, e visto che il settore energetico costituisce la fonte di emissione prevalente, nel seguito saranno trattate esclusivamente le emissioni di CO₂ da tale settore. Nonostante l'elevato potenziale di riscaldamento globale del metano, del protossido di azoto e dei fluorocarburi, infatti, solo una piccola parte delle emissioni di questi gas deriva direttamente dal settore energetico. Le politiche per il loro contenimento attengono, quindi, principalmente ad altri settori produttivi. L'analisi sarà limitata all'Italia e ai principali paesi dell'Unione europea.

4.2.3.1 Le emissioni di CO₂ dal settore energetico nell'Unione europea

Nella tabella 4.2 sono indicate le emissioni di CO₂ dal sistema energetico nell'Unione europea durante gli anni Novanta.

Tabella 4.2 - Emissioni di CO₂ dal settore energetico dell'Unione europea*. Anni 1990-2000 (Gg)

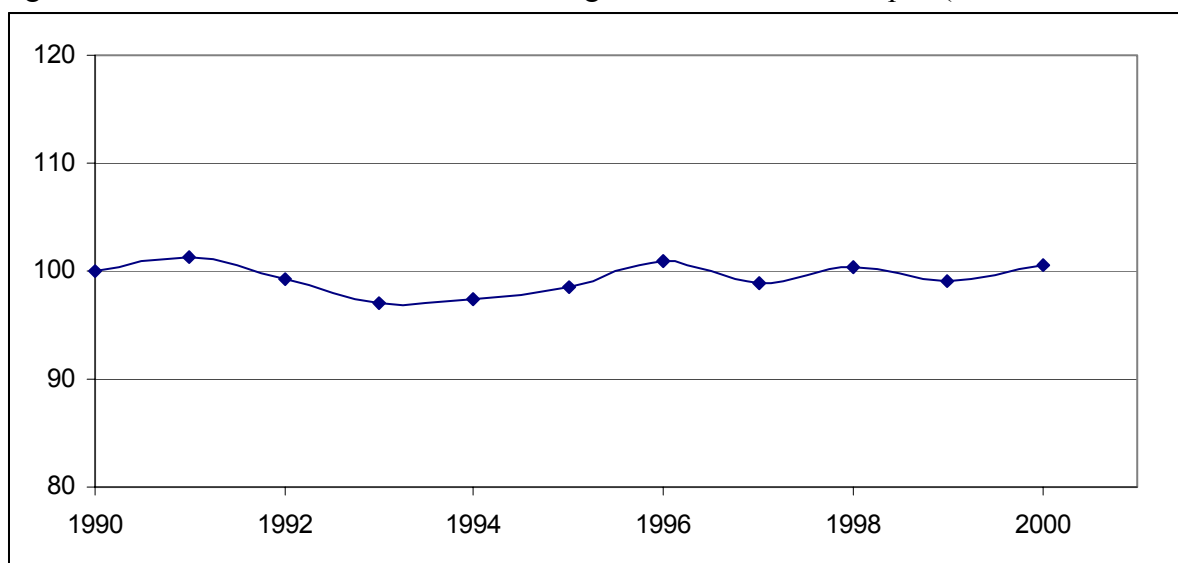
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Industrie energetiche	1.147.030	1.077.058	1.086.066	1.045.530	1.082.775	1.044.485	1.092.146
Industria manifatturiera e costruzioni	638.446	599.090	588.702	606.499	588.101	581.506	594.615
Trasporti	697.683	756.149	773.011	783.278	809.112	824.974	822.954
Altri settori (residenziale e terziario, agricoltura)	630.585	633.530	695.931	645.558	646.440	631.319	619.478
Totale	3.113.743	3.065.827	3.143.711	3.080.864	3.126.429	3.082.285	3.129.193

Fonte: Agenzia europea dell'ambiente, 2001

*non sono conteggiate le emissioni evaporative da carburanti

L'andamento delle emissioni di CO₂ dal sistema energetico nell'insieme dei paesi dell'Unione europea è illustrato in figura 4.1.

Figura 4.1 - Emissioni di CO₂ dal settore energetico nell'Unione europea (numeri indice 1990=100)

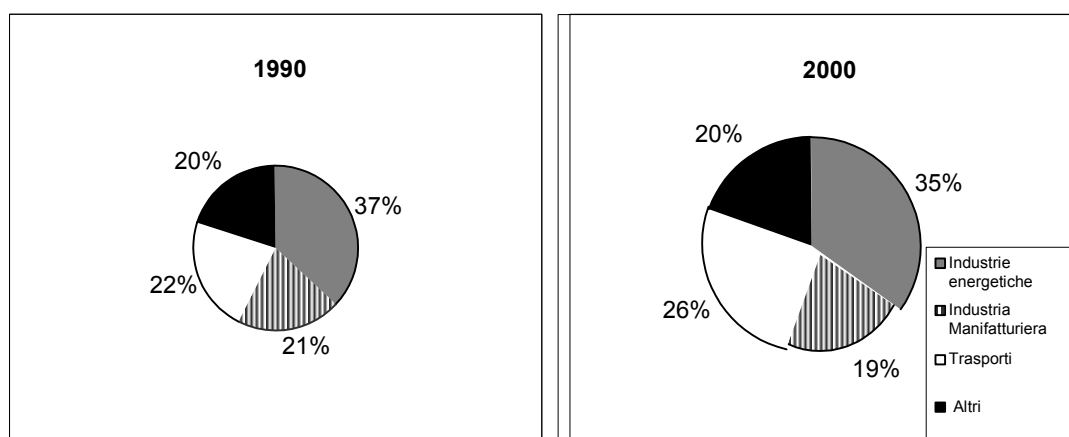


Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Agenzia europea dell'ambiente, 2001

Dalla tabella e dal grafico si evince che le emissioni di CO₂ dal sistema energetico europeo sono sostanzialmente stabili, e si può quindi affermare che l'Unione europea ha rispettato il suo impegno di stabilizzare le emissioni di CO₂ nel 2000 al livello delle emissioni del 1990.

Tuttavia, l'evoluzione delle emissioni di CO₂ dal settore energetico non è stata lo stessa all'interno dei quattro sotto-settori in cui è suddiviso. Nella figura 4.2 viene illustrata la composizione delle emissioni di CO₂ nei quattro sotto-settori durante il decennio, mentre in figura 4.3 viene illustrata la variazione in termini percentuali di tali emissioni dal 1990 al 2000.

Figura 4.2 - Emissioni di CO₂ dal settore energetico dell'Unione europea, per sotto-settore. Anni 1990 e 2000

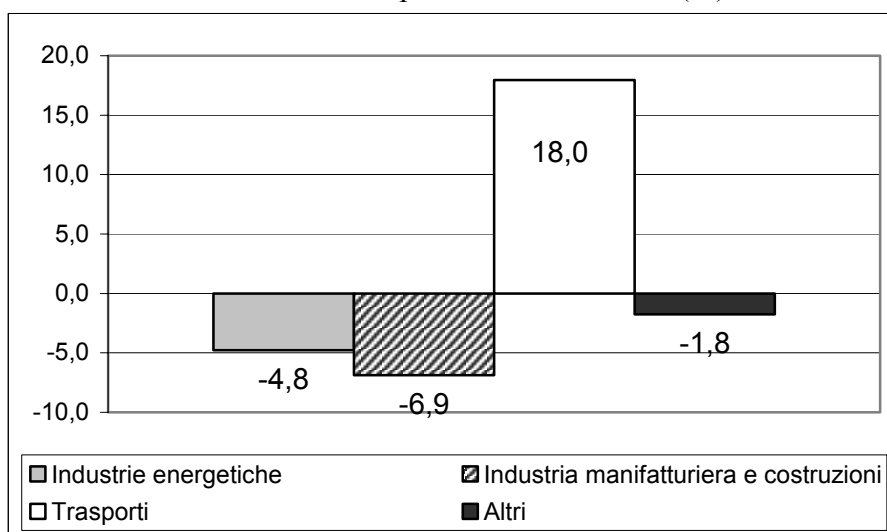


Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Agenzia europea dell'ambiente, 2001

Nell'Unione europea il sotto-settore delle industrie energetiche è stato responsabile di circa il 37% delle emissioni CO₂ per l'anno 1990 e di circa il 35% per l'anno 2000; quello dell'industria manifatturiera e costruzioni è passato dal 21% al 19%, il residenziale, terziario e agricoltura è rimasto stabile al 20%, mentre è stato il sotto-settore trasporti a mostrare la crescita maggiore, passando dal 22% al 26% del totale.

In conclusione, il sotto-settore trasporti è l'unico ad aumentare le emissioni: nel periodo considerato, di circa il 18%. Per gli altri tre sotto-settori si sono rilevate delle diminuzioni e, precisamente, per le industrie energetiche la diminuzione è stata del 4,8%, per l'industria manifatturiera e costruzioni del 6,9% e per gli "altri" dell'1,8% (tabella 4.2 e figura 4.3).

Figura 4.3 - Variazioni percentuali delle emissioni di CO₂ nei quattro sotto-settori produttivi nell'Unione europea. Anni 1990-2000 (%)

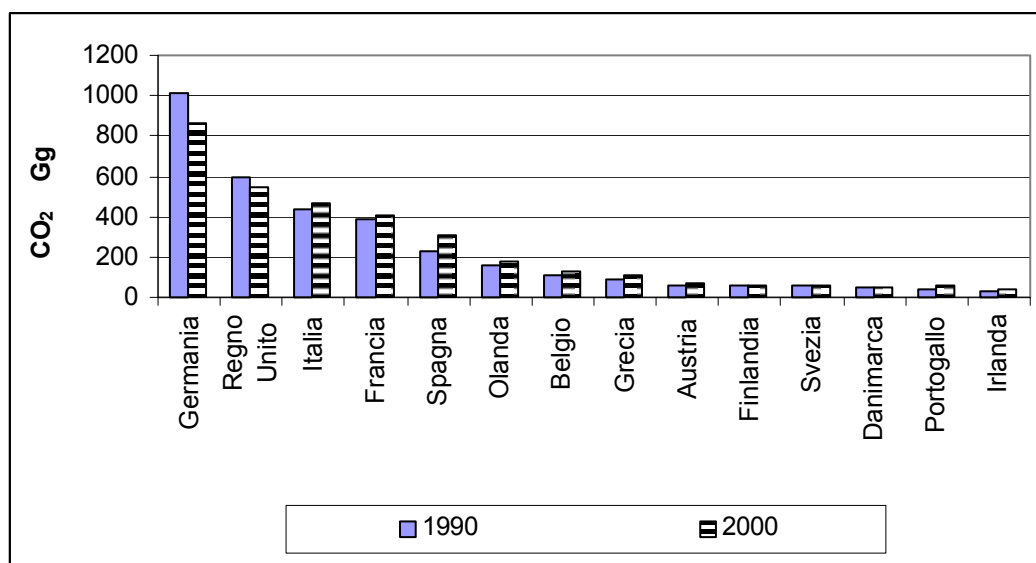


Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Agenzia europea dell'ambiente, 2001

4.2.3.2 Le emissioni di CO₂ dal settore energetico nei principali Paesi europei

Nella figura 4.4 sono rappresentate le emissioni di CO₂ nei Paesi dell'Unione europea. I quattro Paesi più grandi, ovvero Italia, Germania, Regno Unito e Francia, sono responsabili nel loro insieme di circa il 75% delle emissioni totali dell'Unione. Nel seguito ci limiteremo ad analizzare soltanto questi quattro Paesi.

Figura 4.4 - Emissioni di CO₂ nei paesi dell'Unione europea. Anni 1999 e 2000 (Gg)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Agenzia europea dell'ambiente

Italia

L'Italia è responsabile di circa il 14% delle emissioni di CO₂ del sistema energetico europeo. Queste sono riportate nella tabella 4.3, disaggregate per i quattro sotto-settori che compongono il settore energetico.

Tabella 4.3 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico italiano*. Anni 1990-2000 (Gg)

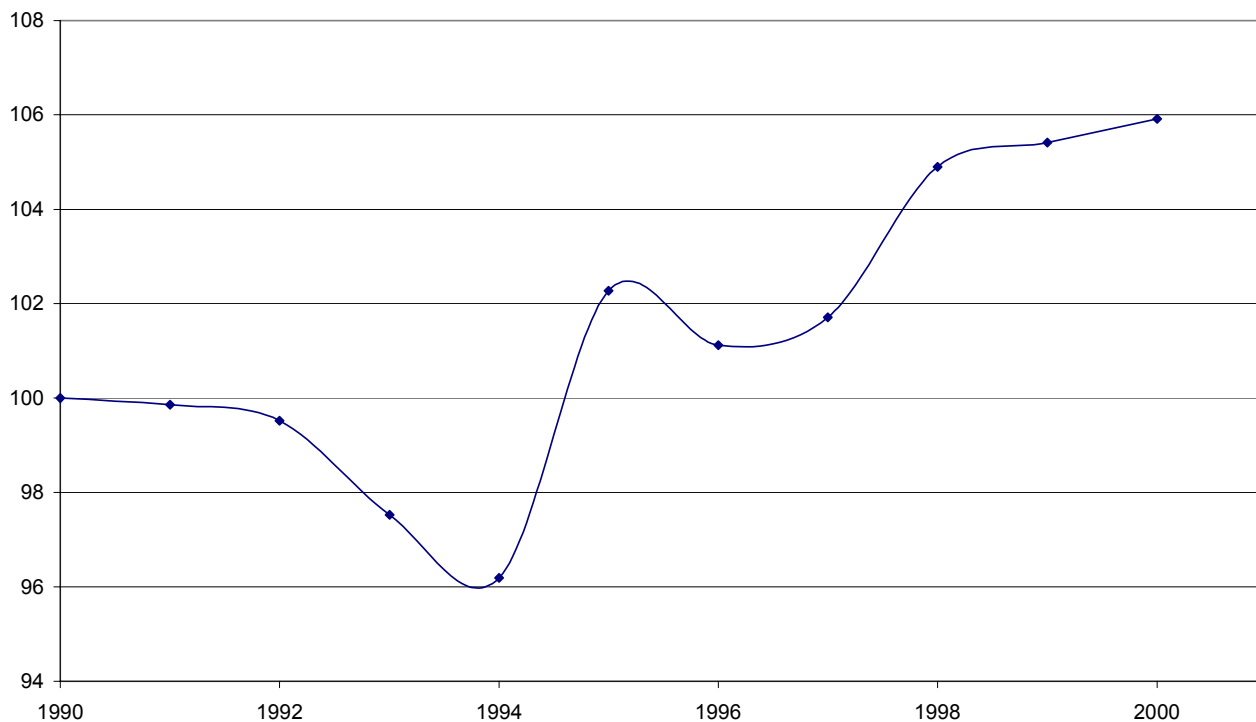
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Industrie energetiche	142.927	140.299	134.549	133.463	151.975	146.563	152.078
Industria manifatturiera e costruzioni	86.908	89.399	87.469	92.164	77.811	80.484	82.159
Trasporti	101.769	112.086	113.145	114.841	120.571	121.165	121.189
Altri	75.914	74.997	76.934	74.027	77.145	81.345	76.197
Totale	407.518	416.781	412.097	414.495	427.502	429.556	431.623

Fonte: APAT, 2001

*non sono conteggiate le emissioni evaporative da carburanti

L'andamento delle emissioni totali di CO₂ dal sistema energetico italiano è indicato nella figura 4.5, dove si può notare come le emissioni del 2000 siano superiori di circa il 6% rispetto alle emissioni del 1990.

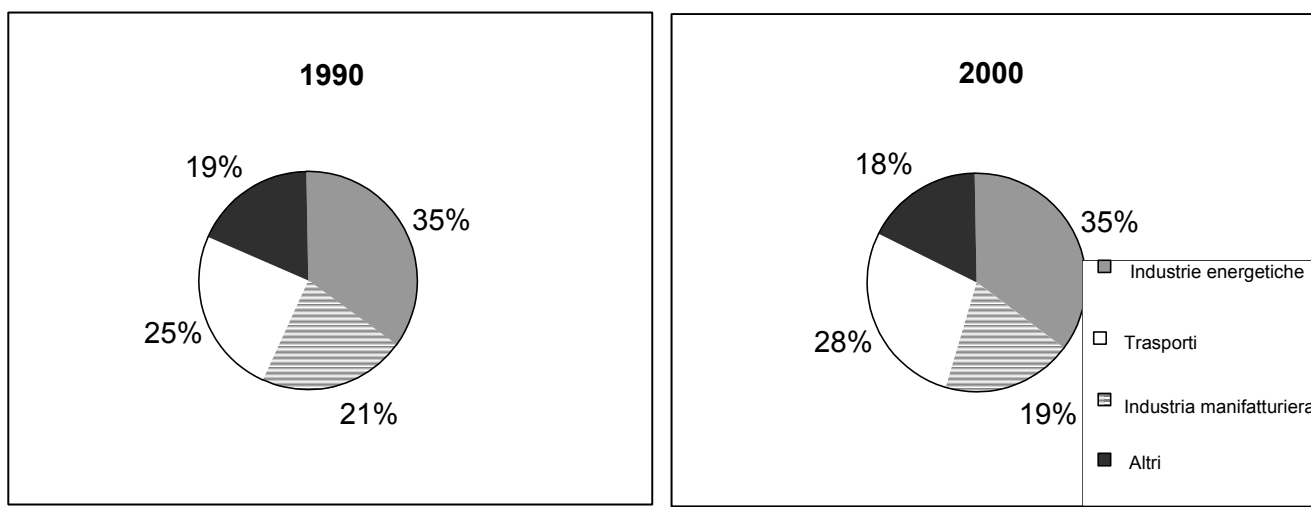
Figura 4.5 - Emissioni di CO₂ dal settore energetico italiano. Anni 1990-2000 (numeri indice 1990=100)



Fonte: APAT, 2001

La figura 4.6 mostra la composizione percentuale delle emissioni di CO₂ per i quattro sotto-settori del settore energetico, per gli anni 1990 e 2000. In figura 4.7 sono indicate le variazioni percentuali delle emissioni nei quattro settori dal 1990 al 2000.

Figura 4.6 - Emissioni di CO₂ dai sotto-settori che compongono il settore energetico in Italia. Anni 1990 e 2000 (%)

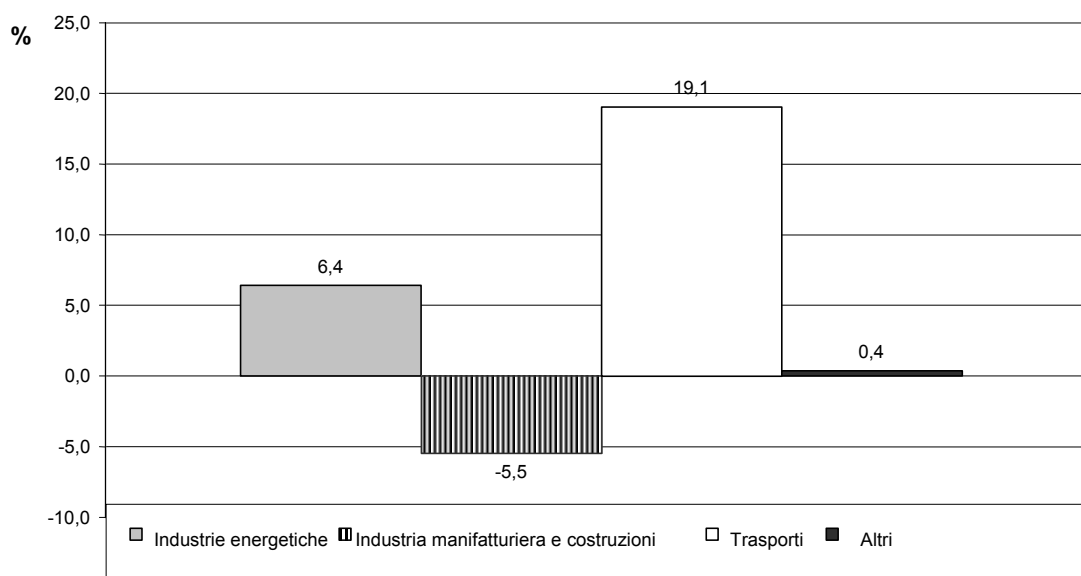


Fonte: APAT, 2001

Il settore percentualmente più rilevante risulta essere quello delle industrie energetiche, che è responsabile del 35% delle emissioni totali sia per il 1990 che per il 2000. Il settore trasporti risulta essere responsabile del 25% delle emissioni totali nel 1990 e del 28% nel 2000. Il settore dell'industria manifatturiera è passato dal 21% al 19% del totale, mentre il settore residenziale e commerciale è passato dal 19% al 18% dal 1990 al 2000.

Nella figura 4.7 si evidenzia come il settore a più alta crescita di emissioni sia stato il settore trasporti, che dal 1990 al 2000 ha visto un aumento del 19,1%. Il settore delle industrie energetiche ha avuto un incremento del 6,4%, il settore terziario e residenziale dello 0,4%, mentre il settore dell'industria manifatturiera ha avuto una diminuzione del 5,5%.

Figura 4.7 - Variazioni delle emissioni di CO₂ nei quattro sotto-settori produttivi in Italia. Anni 1990-2000 (%)



Fonte: Elaborazione ENEA su dati APAT, 2001

Germania

Nel periodo dal 1990 al 2000 le emissioni di CO₂ della Germania sono passate dal 30% del 1990 al 26,5% del 2000 sul totale europeo.

In tabella 4.4 sono indicati i valori delle emissioni di CO₂ dal sistema energetico tedesco per l'anno 1990 e gli anni dal 1995 al 2000.

Tabella 4.4 - Emissioni di CO₂ dal settore energetico tedesco. Anni 1990-2000* (Gg)

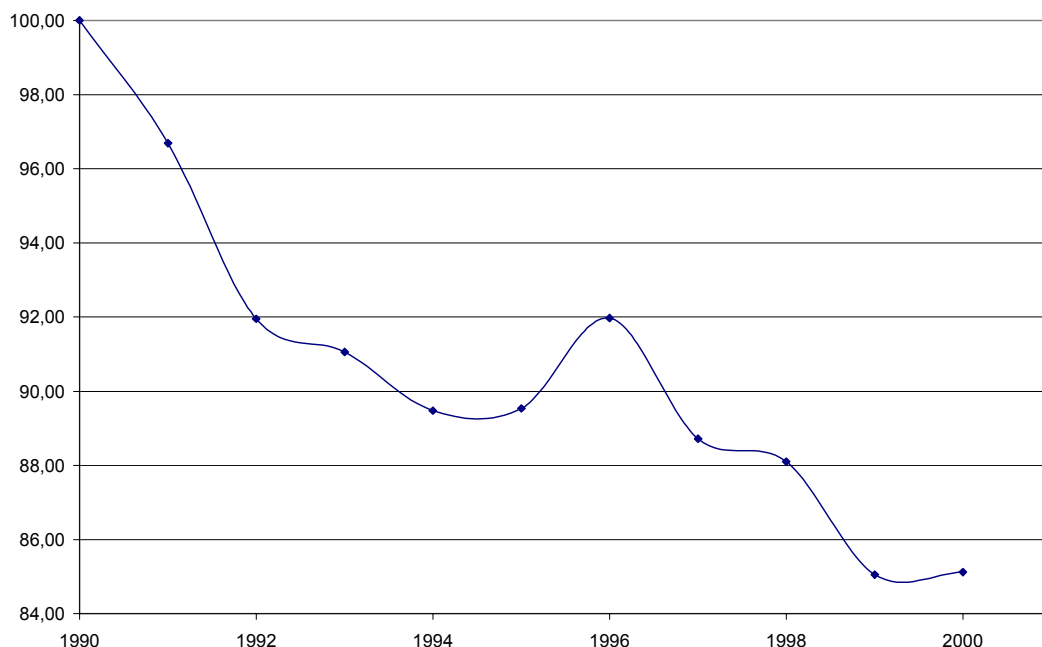
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Industrie energetiche	412.896	356.954	358.448	341.967	344.232	329.754	337.466
Industria manifatturiera e costruzioni	196.457	149.050	145.486	147.034	142.729	1390.28	139.425
Trasporti	162281	176468	176942	177689	180894	186110	182910
Altri settori	203439	190544	215916	198396	191163	174402	170159
Totale	975073	873016	896793	865086	859018	829294	829960

Fonte: Agenzia europea dell'ambiente, 2001

*non sono conteggiate le emissioni evaporative da carburanti

L'andamento delle emissioni totali in Germania è illustrato in figura 4.8. Si nota come le emissioni di CO₂ dal sistema energetico tedesco siano diminuite di circa il 15% dal 1990 al 2000.

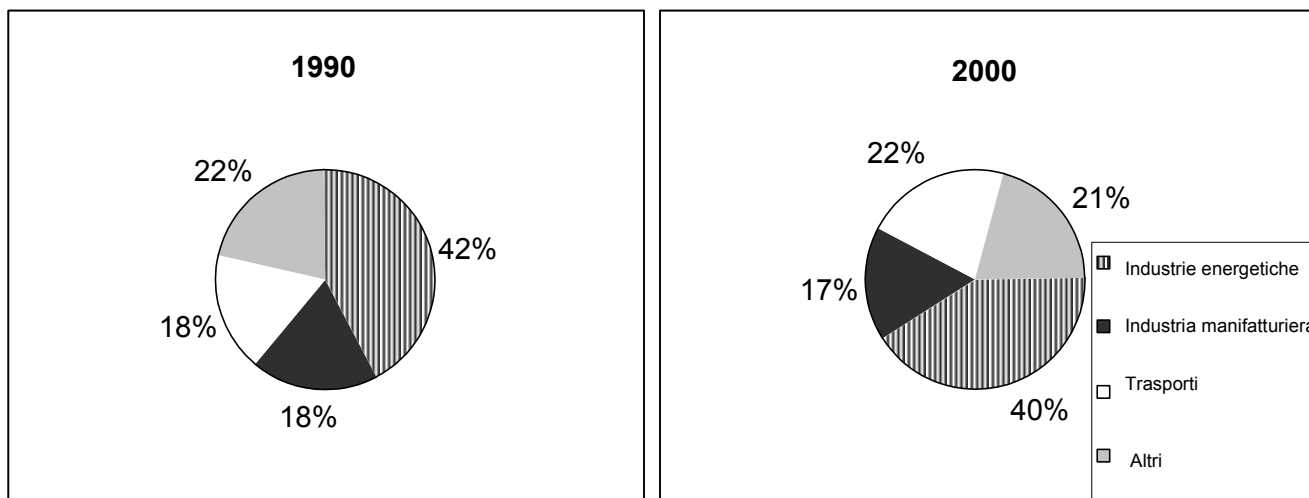
Figura 4.8 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico tedesco (numeri indice 1990=100)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Agenzia europea dell'ambiente, 2001

La figura 4.9 mostra il confronto della composizione percentuale delle emissioni di CO₂ per i quattro sotto-settori del settore energetico per gli anni 1990 e 2000. In figura 4.10 sono indicate le variazioni percentuali delle emissioni nei quattro sotto-settori dal 1990 al 2000.

Figura 4.9 - Emissioni di CO₂ dai sotto-settori che compongono il settore energetico in Germania. Anni 1990 e 2000 (%)

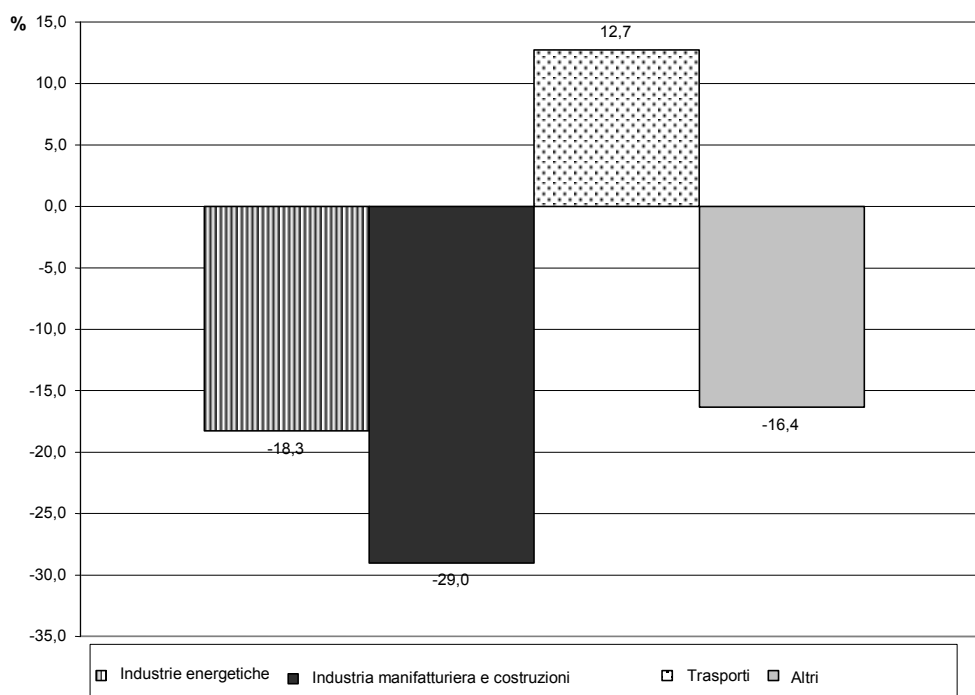


Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Agenzia europea dell'ambiente, 2001

Il settore percentualmente più rilevante risulta essere quello delle industrie energetiche, che è responsabile del 42% delle emissioni totali per il 1990 e del 40% per il 2000. Il settore trasporti risulta essere responsabile del 18% delle emissioni totali nel 1990 e del 22% nel 2000. Il settore dell'industria manifatturiera e costruzioni è passato dal 18% al 17% del totale, mentre il settore residenziale e terziario dal 22% del 1990 scende al 21% del 2000.

Nella figura 4.10 si evidenzia che l'unico settore in cui si è rilevata una crescita delle emissioni è stato quello dei trasporti, che dal 1990 al 2000 ha avuto un aumento del 12,7%. Tutti gli altri settori sono diminuiti: in particolare, quello delle industrie energetiche del 18,3%, il terziario e residenziale del 16,4%, quello dell'industria manifatturiera del 29%.

Figura 4.10 - Variazioni delle emissioni di CO₂ dai sotto-settori che compongono il settore energetico in Germania. Anni 1999-2000 (%)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Agenzia europea dell'ambiente, 2001

Regno Unito

Nel periodo dal 1990 al 2000, le emissioni di CO₂ del Regno Unito sono passate dal 17,7% del 1990 al 16,6% del 2000, rispetto al totale europeo.

In tabella 4.5 sono indicati i valori delle emissioni di CO₂ dal settore energetico inglese.

Tabella 4.5 - Emissioni di CO₂ dal settore energetico inglese. Anni 1990-2000* (Gg)

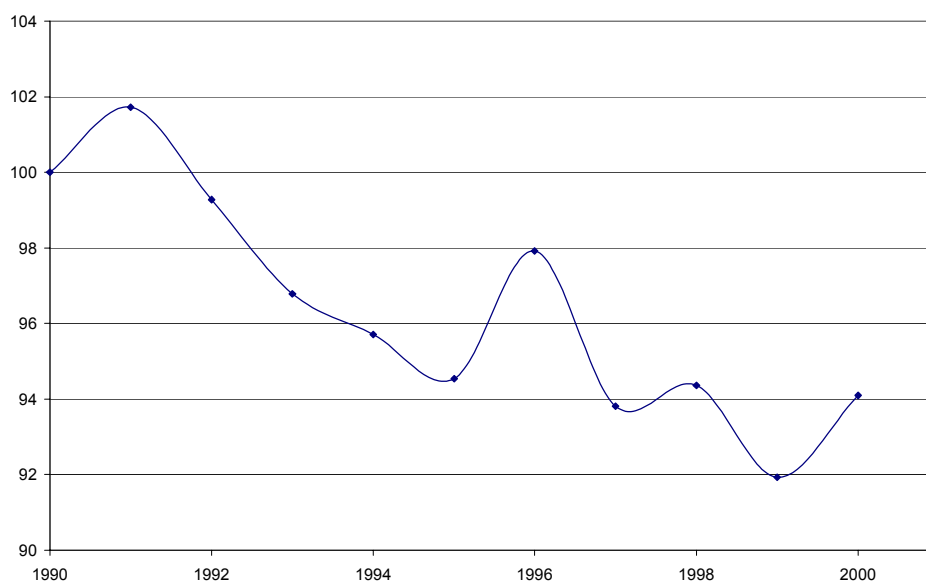
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Industrie energetiche	228089	197766	197683	183604	188985	179116	190833
Industria manifatturiera e costruzioni	94578	91653	92532	92667	89806	88668	86510
Trasporti	116581	117939	122571	123631	122767	121576	123046
Altri settori	112041	113815	127060	117276	118627	117421	118322
Totale	551289	521173	539846	517177	520186	506781	518711

Fonte: Agenzia europea dell'ambiente, 2001

*non sono riportate e conteggiate le emissioni evaporative da carburanti

L'andamento delle emissioni totali nel Regno Unito per il decennio scorso è illustrato in figura 4.11. Dalla figura si può notare che le emissioni totali sono diminuite in dieci anni di circa il 6%.

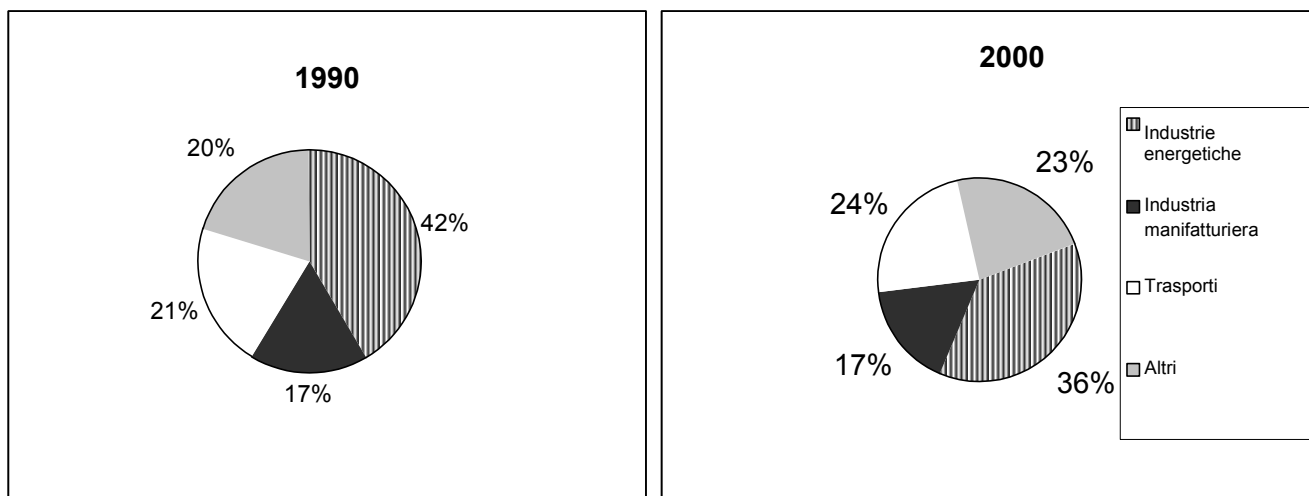
Figura 4.11 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico inglese (numeri indice 1990=100)



Fonte: Agenzia europea dell'ambiente, 2001

In figura 4.12 si confronta la composizione percentuale delle emissioni di CO₂ per i quattro sotto-settori del settore energetico per gli anni 1990 e 2000. In figura 4.13 sono indicate le variazioni percentuali delle emissioni negli stessi sotto-settori dal 1990 al 2000.

Figura 4.12 - Composizione delle emissioni di CO₂ dal settore energetico in Gran Bretagna, per sotto-settori. Anni 1990 e 2000 (%)

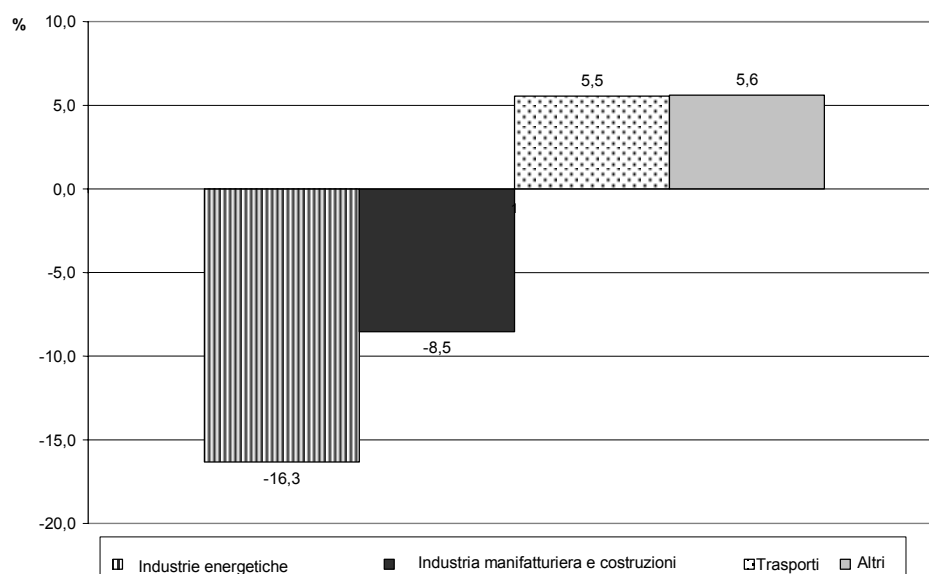


Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Agenzia europea dell'ambiente, 2001

Il settore percentualmente più rilevante risulta essere quello delle industrie energetiche, che è responsabile del 42% delle emissioni totali nel 1990 e del 36% nel 2000. Il settore trasporti risulta essere responsabile del 21% delle emissioni totali nel 1990 e del 24% nel 2000. Nello stesso periodo, il settore residenziale e terziario è passato dal 20% al 23% del totale, mentre il settore dell'industria manifatturiera e costruzioni è rimasto al 17%.

Nella figura 4.13 si evidenzia come i settori dei trasporti e del residenziale e terziario siano entrambi aumentati di circa il 5,5% dal 1990 al 2000. Il settore delle industrie energetiche è diminuito del 16,3%, ed il settore dell'industria manifatturiera e costruzioni è diminuito dell'8,5%.

Figura 4.13 - Variazioni delle emissioni settoriali di CO₂ in Gran Bretagna. Anni 1990-2000 (%)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Agenzia europea dell'ambiente, 2001

Francia

Nel periodo dal 1990 al 2000, le emissioni di CO₂ della Francia sono passate dall'11,4% al 12,0% sul totale europeo.

In tabella 4.6 sono indicati i valori delle emissioni di CO₂ dal settore energetico francese.

Tabella 4.6 - Emissioni di CO₂ dal settore energetico francese. Anni 1990-2000* (Gg)

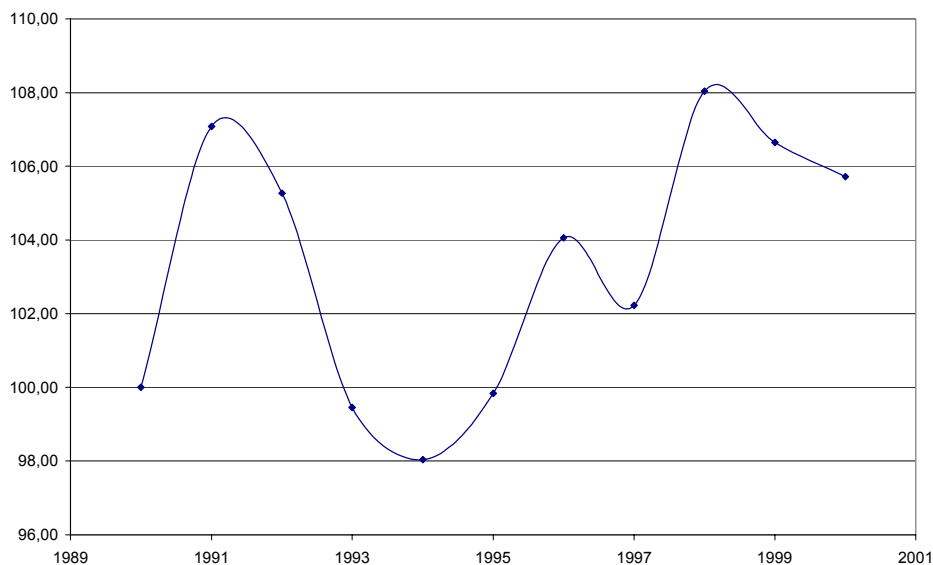
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Industrie energetiche	65495	55169	59468	55984	68432	61389	60173
Industria manifatturiera e costruzioni	76919	73393	74173	75208	77045	77213	81081
Trasporti	119156	129657	131182	133599	135766	138822	137783
Altri settori	94375	97146	105557	99072	103306	102167	97258
Totale	355945	355365	370381	363863	384549	379591	376295

Fonte: Agenzia europea dell'ambiente, 2001

*non sono riportate e conteggiate le emissioni evaporative da carburanti

L'andamento delle emissioni totali di CO₂ in Francia dal 1990 al 2000 è indicato in figura 4.14. Le emissioni totali di anidride carbonica, nel decennio considerato, sono aumentate di circa il 6%.

Figura 4.14 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico francese (numeri indice, 1990=100)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Agenzia europea dell'ambiente, 2001

La figura 4.15 mostra il confronto tra la composizione percentuale delle emissioni di CO₂ per i quattro sotto-settori del settore energetico negli anni 1990 e 2000. In figura 4.16 sono indicate le variazioni percentuali delle emissioni negli stessi sotto-settori.

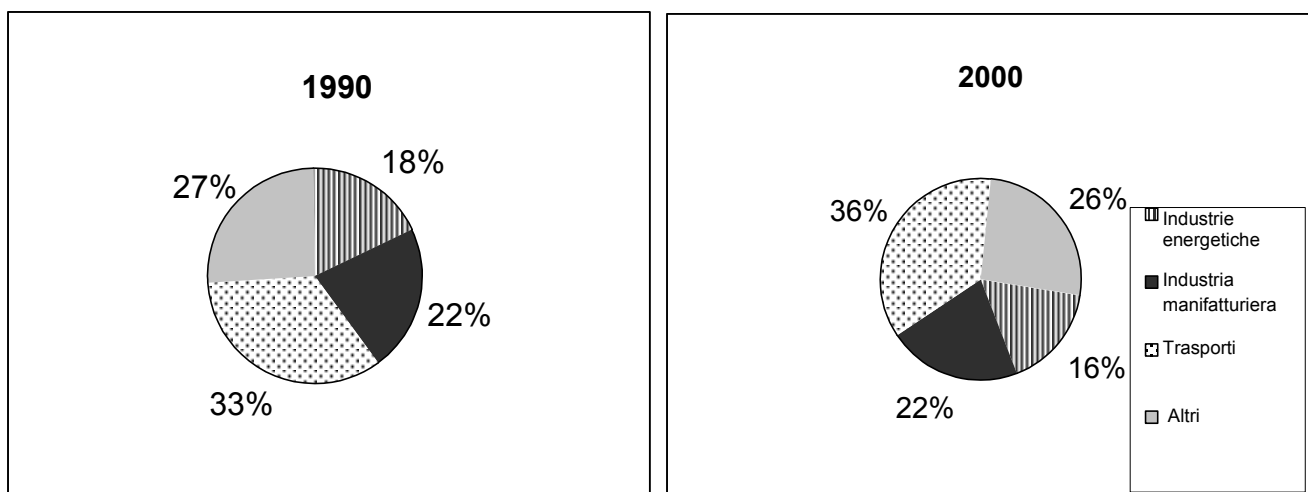
Il settore percentualmente più rilevante risulta essere quello dei trasporti, che è responsabile del 33% delle emissioni totali nel 1990 e del 36% nel 2000. Dal sotto-settore delle industrie

energetiche deriva il 18% delle emissioni totali nel 1990 e del 16% nel 2000.

Il residenziale e terziario è passato dal 27% al 26% del totale, mentre quello dell'industria manifatturiera e costruzioni è rimasto al 22%.

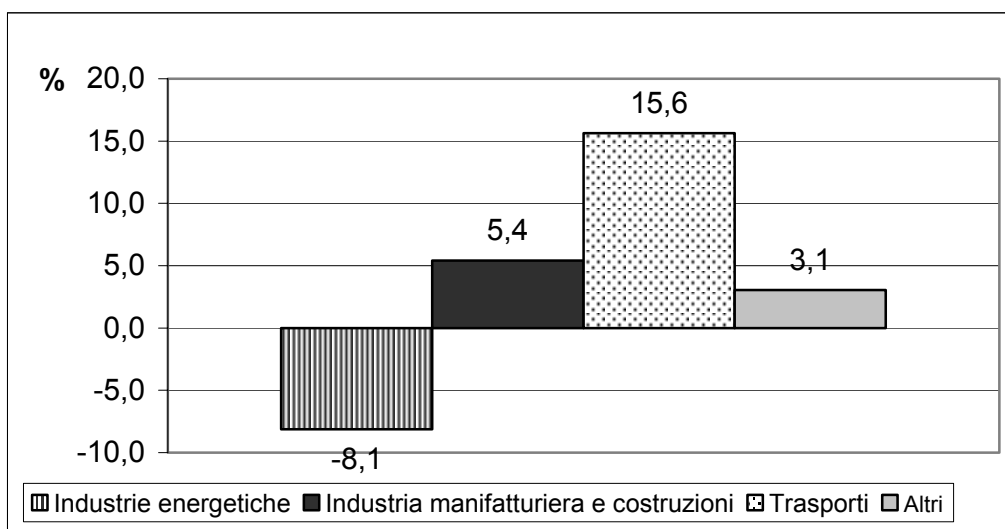
Nella figura 4.16 si evidenzia che l'unico settore che ha diminuito le proprie emissioni risulta essere il settore delle industrie energetiche, con un decremento pari all'8,1%. Dal 1990 al 2000 il settore dei trasporti è aumentato del 15,6%, il settore residenziale e terziario del 3,1% ed infine il settore dell'industria manifatturiera è aumentato del 5,4%.

Figura 4.15 – Emissioni di CO₂ dal settore energetico francese. Anni 1990 e 2000 (%)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Agenzia europea dell'ambiente, 2001

Figura 4.16 - Variazioni delle emissioni di CO₂ in Francia. Anni 1990-2000 (%)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Agenzia europea dell'ambiente, 2001

4.3 L'INQUINAMENTO TRANSFRONTALIERO E LA QUALITÀ DELL'ARIA

I molteplici inquinanti emessi in atmosfera per effetto delle attività umane subiscono destini diversi. Alcuni inquinanti, definiti “locali”, raggiungono livelli di concentrazione elevati nelle immediate vicinanze delle sorgenti di emissione e sono poi dispersi e/o trasformati in composti diversi, talvolta innocui. Altri inquinanti sono soggetti a trasporti di lunga distanza e a trasformazioni di natura chimica che possono aumentarne la dannosità e gli impatti. Questi ultimi sono conosciuti come inquinanti transfrontalieri e sono responsabili di un fenomeno ben conosciuto come quello dell'acidificazione.

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. L'impatto sull'ecosistema dipende dal tipo di suolo e dalla sua sensibilità alle deposizioni acide.

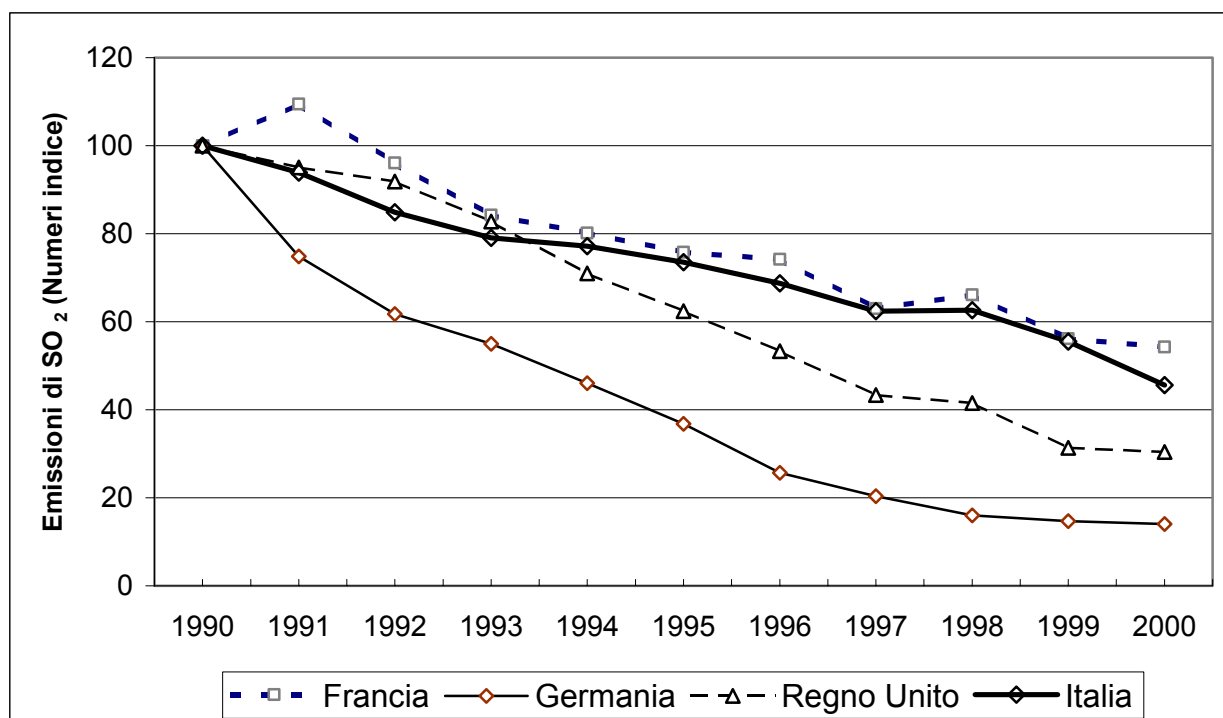
I principali inquinanti responsabili del processo di acidificazione sono l'ammoniaca (NH_3), gli ossidi di zolfo (SO_x) e gli ossidi di azoto (NO_x). Questi inquinanti, in seguito a reazioni chimiche in atmosfera, raggiungono il suolo sotto forma di deposizioni acide (il fenomeno è comunemente noto anche con il nome di “piogge acide”).

Gli SO_x e gli 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 elevata concentrazione delle attività umane corrispondono crescenti concentrazioni di queste sostanze, che devono essere costantemente monitorate per evitare il superamento di soglie stabilite per la salvaguardia della salute.

Nell'ultimo decennio tutti i paesi dell'Unione, ad eccezione di Portogallo e Grecia, hanno ridotto significativamente le loro emissioni complessive di biossido di zolfo, in media di oltre il 50% rispetto all'anno di riferimento, grazie anche al consistente contributo del settore energetico. È degno di nota l'ottimo risultato raggiunto dalla Germania, che in dieci anni ha ridotto le sue emissioni complessive dell'86%, passando da 5.321 Gg del 1990 a 795 Gg del 2000 (da 5.264 a 739 Gg quelle causate dal settore energetico) (tabella 4.7 e figura 4.17). La consistente riduzione delle emissioni di SO_2 in Germania trova in gran parte una spiegazione nella chiusura di molti impianti altamente inquinanti situati nella ex-Germania dell'Est e nelle incisive politiche di innovazione tecnologica.

Le emissioni di biossido di zolfo dei quattro Paesi più grandi in Europa (Francia, Italia, Germania, Regno Unito) corrispondono nel loro insieme al 60% delle emissioni europee (tabella 4.7). Tale valore è ancora più alto nel caso degli NO_x , dei COVNM e del monossido di carbonio. Le forti diminuzioni operate dai Paesi nel loro complesso hanno consentito alla UE di ridurre di oltre il 64% l'apporto di SO_2 in atmosfera. Per il 2000 sono state stimate per l'Italia emissioni pari a 758 Gg di biossido di zolfo dovute, per circa il 97%, al settore energetico (tabella 4.7).

Figura 4.17 - Emissioni di SO₂ dal settore energetico in alcuni paesi dell'Unione europea. Anni 1990-2000 (numeri indice 1990=100)



Fonte: Agenzia europea dell'ambiente, 2002

Tabella 4.7 - Emissioni di SO₂ dal settore energetico in alcuni paesi europei. Anno 2000 (Gg e %)

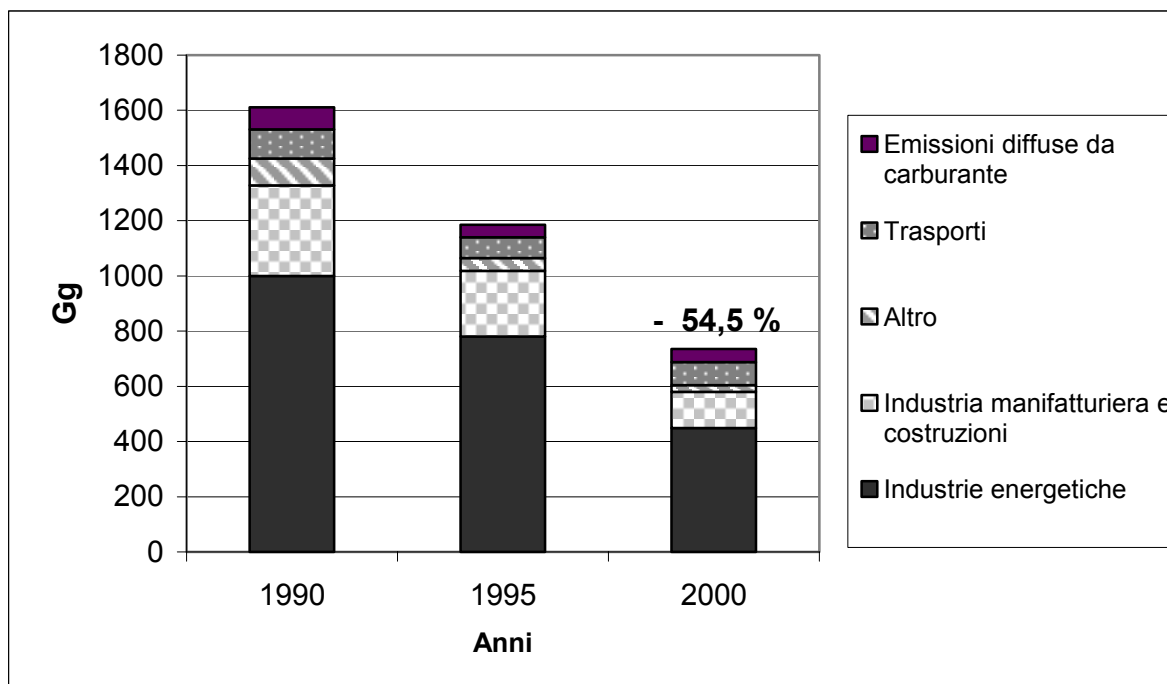
Francia	692	12,5%	Germania	739	13,3%	Italia	735	13,3%
Regno Unito	1130	20,4%	Altri paesi	2240	40,5%	Unione europea	5536	100

Fonte: Agenzia europea dell'ambiente, 2002

Il dato emissivo italiano per il 2000 è pari a poco più del 13% dell'anidride solforosa emessa dall'insieme dei paesi dell'Unione.

In Italia, nel periodo considerato, le emissioni totali di anidride solforosa sono diminuite del 54%, grazie soprattutto alla riduzione raggiunta dai settori delle industrie energetiche (-55%) e dell'industria manifatturiera e costruzioni (-60%). All'interno del settore energetico il sotto-settore industrie energetiche è responsabile di oltre il 61% delle emissioni, seguito dall'industria manifatturiera e costruzioni, che conta per quasi il 18%, e dai trasporti che, pur se diminuiti in valore assoluto del 21% in dieci anni, hanno visto aumentare il loro peso percentuale dal 6,5% all'11,4% nel medesimo periodo (figura 4.18).

Figura 4.18 - Emissioni di SO₂ per sotto-settore. Anni 1990, 1995, 2000 (Gg)

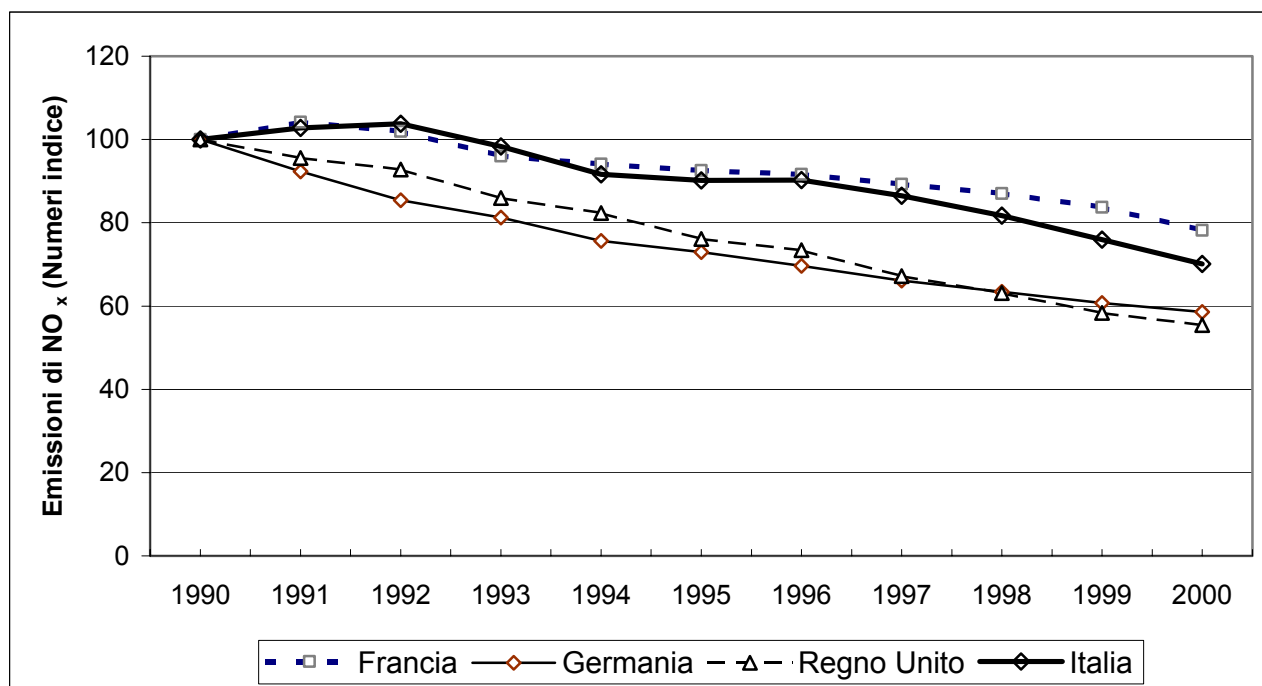


Fonte: Elaborazioni ENEA su dati APAT

Le emissioni totali di ossidi di azoto stimate per l'Italia ammontano nel 2000 a circa 1.372 Gg, pari a poco meno del 15% del totale europeo. Il settore energetico è responsabile per quasi la totalità (99%) di tali emissioni. L'andamento delle emissioni totali nazionali è decrescente: in dieci anni si è registrata una diminuzione di quasi il 30% (figura 4.19).

L'Unione europea ha ridotto le sue emissioni complessive del 28,5% grazie ad un costante calo negli anni, registrato in quasi tutti i paesi dell'Unione ad esclusione di Spagna, Irlanda, Portogallo che invece stanno aumentando le loro emissioni. La migliore *performance* in Europa è quella del Regno Unito con oltre il 45% di abbattimento, seguita dalla Germania che ha ridotto le emissioni totali in dieci anni del 41%, dall'Italia con il 30 e dalla Francia con il 22% (tabella 4.8).

Figura 4.19 - Emissioni di NOx dal settore energetico in alcuni paesi dell'Unione europea. Anni 1990-2000 (Numeri indice 1990=100)



Fonte: Agenzia europea dell'ambiente, 2002

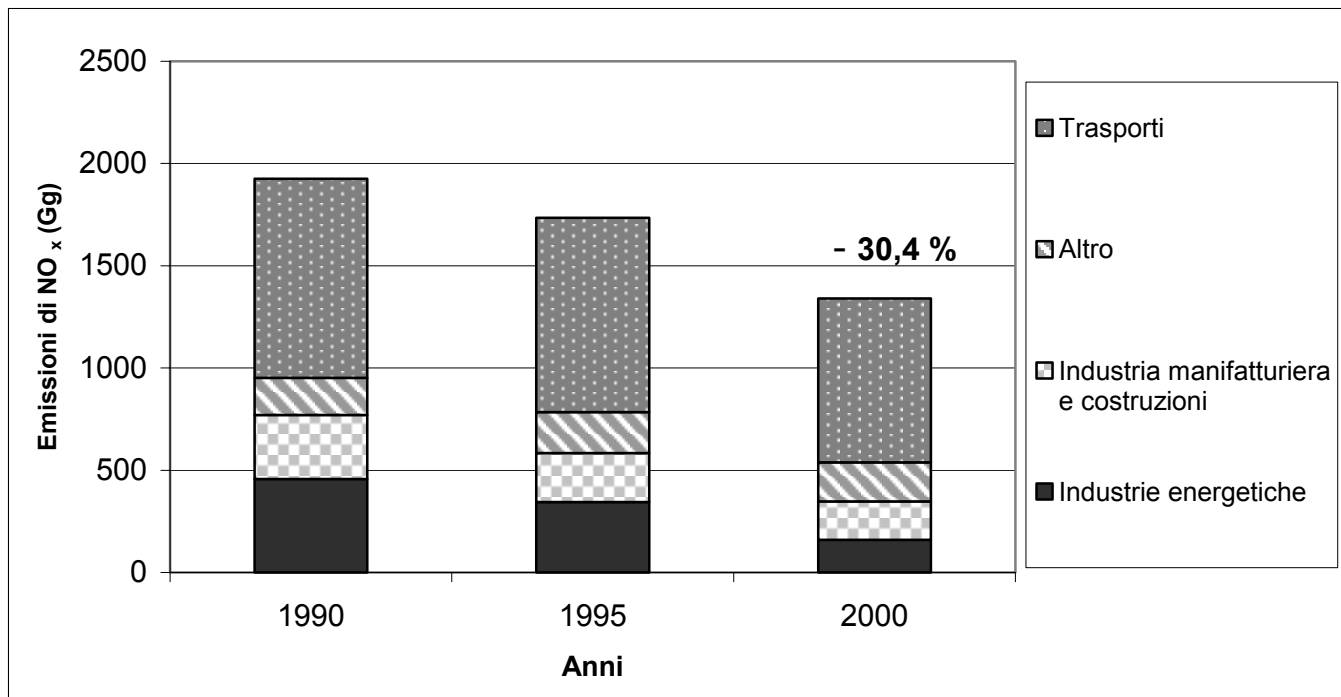
Tabella 4.8 - Emissioni di NOx dal settore energetico in alcuni paesi dell'Unione europea. Anno 2000 (Gg e %)

Francia	1473	15,8%	Germania	1567	16,9%	Italia	1354	14,6%
Regno Unito	1514	16,3%	Altri paesi	3389	36,5%	Unione europea	9297	100%

Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2002

Analizzando in dettaglio i sotto-settori che compongono il settore energetico, si nota che per l'Italia il settore trasporti è quello più rilevante dal punto di vista delle emissioni di NOx, seguito dal sotto-settore residenziale e terziario (figura 4.20). In particolare gli NOx provengono per circa il 59% dai trasporti, che hanno ridotto le emissioni totali di quasi il 18% nel periodo di riferimento. Il miglior risultato è quello del sotto-settore delle industrie energetiche che, tra il 1990 e il 2000, ha diminuito del 65% le emissioni. L'industria manifatturiera ha registrato una diminuzione del 40%. Il settore dei trasporti è quello che più preoccupa poiché, a fronte dell'elevata capacità di abbattimento degli ultimi dispositivi catalitici, della migliore efficienza dei motori e del ricambio incentivato dei vecchi autoveicoli, continuano ad aumentare il numero complessivo di veicoli e le percorrenze medie. Cresce l'attenzione del pubblico verso nuovi motori e nuovi combustibili che devono ancora uscire dalla fase di ricerca, ma cresce ancora di più la domanda di mobilità soddisfatta dall'auto.

Figura 4.20 - Emissioni di NOx per sotto-settore in Italia. Anni 1990, 1995, 2000 (Gg)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati APAT

Come già ricordato, gli ossidi di zolfo e quelli di azoto, denominati anche inquinanti "multi-effetto", nel senso che sono in grado di causare molteplici effetti negativi sull'ambiente, meritano attenzione sia perché coinvolti in fenomeni di inquinamento su grande scala, quali le piogge acide, sia perché sono tra i principali responsabili della cattiva qualità dell'aria nelle aree urbane anche come precursori di altre molecole dannose. Anche altri inquinanti hanno rilevanza, sia come tali che come precursori di altri inquinanti. Tra quelli per cui si dispone di dati organici sulle emissioni, per un arco temporale ampio, sono da considerare i composti organici volatili diversi dal metano (COVNM) ed il monossido di carbonio (CO).

BOX - I composti organici volatili diversi dal metano

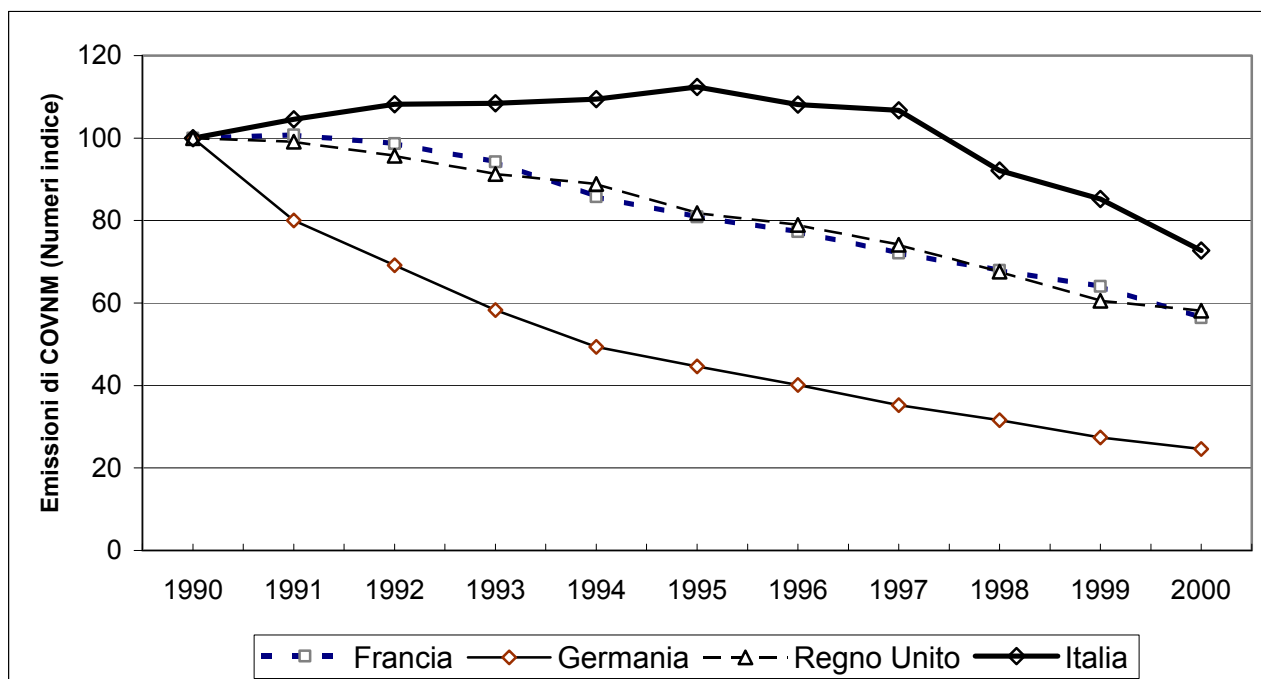
I composti organici volatili diversi dal metano (COVNM) sono sostanze che, in condizione normale, passano dallo stato fisico in cui si trovano, generalmente liquido, allo stato gassoso. Esempi di COVNM sono l'acetone, l'alcol etilico o metilico, il benzene, il toluene, lo xilene. I COVNM sono inquinanti primari, ovvero prodotti diretti di fenomeni inquinanti, in grado di indurre danni gravi alla salute dell'uomo. Gli effetti sulla salute sono molto differenziati in funzione del tipo di composto: il benzene, così come altri idrocarburi aromatici, è cancerogeno, mentre l'acetone, dotato di potere narcotico, produce solo momentanei mal di testa o irritazioni della pelle. L'individuazione e la caratterizzazione degli effetti sanitari di un insieme così ampio di composti è oltremodo complessa.

Alcuni COVNM assumono un rilievo particolare poiché contribuiscono 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.

Per l'Italia sono state stimate, per il 2000, emissioni totali pari a 1.512 Gg di COVNM. Il 64% delle emissioni, pari a 969 Gg, proviene dal settore energetico. L'Italia, pur essendo la quarta nazione per emissioni totali in Europa, è la prima per le emissioni del solo settore energetico (tabella 4.9). In generale per questa categoria di inquinanti non si è avuta una forte riduzione delle emissioni in Europa. Le emissioni complessive sono diminuite del 30%, e quelle dal solo settore energetico del 41%. Alcuni Paesi, come la Grecia ed il Portogallo, hanno oggi emissioni superiori a quelle del 1990, mentre altri Paesi hanno avuto diminuzioni di poco superiori al 10%.

La tendenza alla diminuzione del dato complessivo è dovuta agli andamenti delle emissioni nei maggiori Paesi; come si nota in figura 4.21, le emissioni di COVNM nel solo settore energetico sono fortemente diminuite, rispetto al 1990, in Germania (-75%), in Francia (-43%), nel Regno Unito (-42%) e in Italia (-27%).

Figura 4.21 - Emissioni di COVNM dal settore energetico in alcuni paesi dell'Unione europea. Anni 1990-2000 (Numeri indice 1990=100)



Fonte: Agenzia europea dell'ambiente, 2002

Tabella 4.9 - Emissioni di COVNM dal settore energetico nell'Unione europea. Anno 2000 (Gg e %)

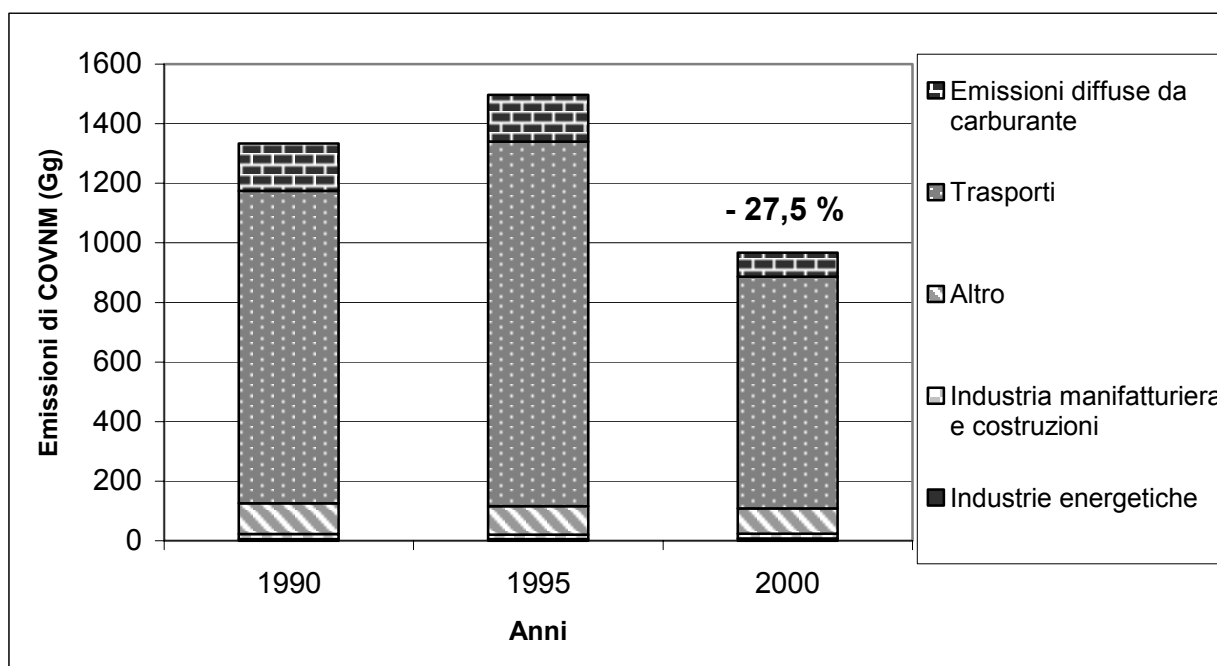
Francia	942	18,3%	Germania	485	9,4%	Italia	969	18,8%
Regno Unito	884	17,2%	Altri paesi	1863	36,2%	Unione europea	5143	100

Fonte: Agenzia europea dell'ambiente, 2002

La riduzione delle emissioni in Italia non è stata costante nel tempo: dall'analisi della figura 4.21 si evidenzia una tendenza in crescita fino al 1995 con un aumento del 4%, e una diminuzione successiva nel biennio 1996-97, che diviene molto più rapida negli ultimi tre anni.

Nel nostro Paese le emissioni di COVNM dal settore energetico sono per l'80% dovute ai trasporti (figura 4.22), che hanno comunque diminuito le emissioni di quasi il 26% nel periodo 1990-2000, contribuendo alla generale riduzione di tutto il settore energetico. Le emissioni diffuse da carburanti rappresentano circa l'8% delle emissioni energetiche e hanno un peso analogo a quelle del sotto-settore residenziale, terziario e agricoltura.

Figura 4.22 - Emissioni di COVNM per sotto-settore in Italia. Anni 1990, 1995, 2000 (Gg)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ANPA

BOX - L'ozono troposferico

Nella stratosfera l'ozono (O_3) è prezioso per la sua capacità di assorbire le radiazioni ultraviolette provenienti dal sole. 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. L'ozono è un inquinante secondario; esso non viene emesso direttamente, ma si origina in atmosfera a partire da reazioni complesse che coinvolgono diversi inquinanti primari. 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). Tali danni non avvengono necessariamente 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 di O_3 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 aumenta la complessità e l'incertezza della risposta. In altre parole, può accadere che in alcune zone ad una riduzione di uno solo dei precursori corrisponda un aumento delle concentrazioni di ozono. Per verificare l'efficacia di politiche di riduzione dell'ozono è necessario utilizzare modelli di simulazione che, attraverso la soluzione di schemi chimici complessi e la riproduzione dei processi dinamici dell'atmosfera, leghino diversi scenari emissivi a corrispondenti distribuzioni delle concentrazioni di ozono troposferico. Non è possibile realizzare un inventario delle emissioni di tale inquinante ma solo ottenerne una misurazione puntuale tramite opportuni sistemi di monitoraggio.

Per quanto riguarda il monossido di carbonio, le emissioni dei quattro maggiori Paesi europei ammontano ad oltre il 67% del totale dell'Unione. Il settore energetico è responsabile dell'89% delle emissioni totali in Europa. La Germania, che nel 1990 era il primo Paese per emissioni, è scesa ora al terzo posto con una diminuzione complessiva del 60% (figura 4.23). La Francia ha ridotto il suo contributo del 41%, il Regno Unito del 39% e l'Italia del 32%. Ad eccezione di Belgio e Grecia, tutti i Paesi europei hanno contribuito alla diminuzione complessiva.

L'Italia, dopo un primo quinquennio di crescita delle emissioni, ha mostrato un andamento decisamente discendente a partire dal 1996 (figura 4.23).

BOX - Il 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.

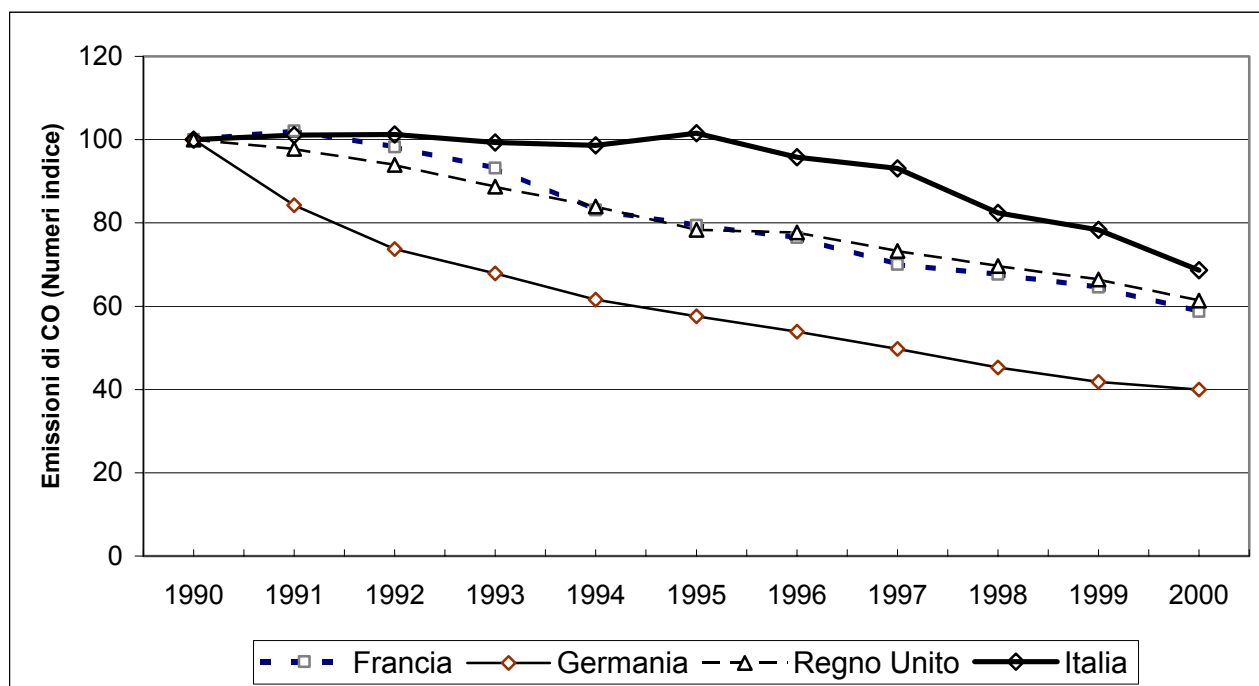
La presenza di CO in atmosfera può avere origini naturali (vulcani, gas di palude, incendi), ma deriva soprattutto dalle attività umane connesse con la mobilità, la produzione di energia elettrica ed il riscaldamento domestico.

Nelle aree urbane le concentrazioni di CO raggiungono spesso livelli elevati a causa del traffico intenso. Per tale 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. In atmosfera il normale destino del CO è quello di essere ossidato ad anidride carbonica.

Nel 2000 sono stati emessi sul territorio nazionale 5.207 Gg di CO, poco meno del 18% del totale europeo. Oltre il 90% delle emissioni nazionali di CO, 4.838 Gg in termini assoluti, si deve al settore dell'energia (tabella 4.10, figura 4.24).

Figura 4.23 - Emissioni di CO dal settore energetico in alcuni paesi dell'Unione europea. Anni 1990-2000 (Numeri indice 1990=100)



Fonte: Agenzia europea dell'ambiente, 2002

Tabella 4.10 - Emissioni di CO dal settore energetico in alcuni paesi dell'Unione europea. Anno 2000 (Gg)

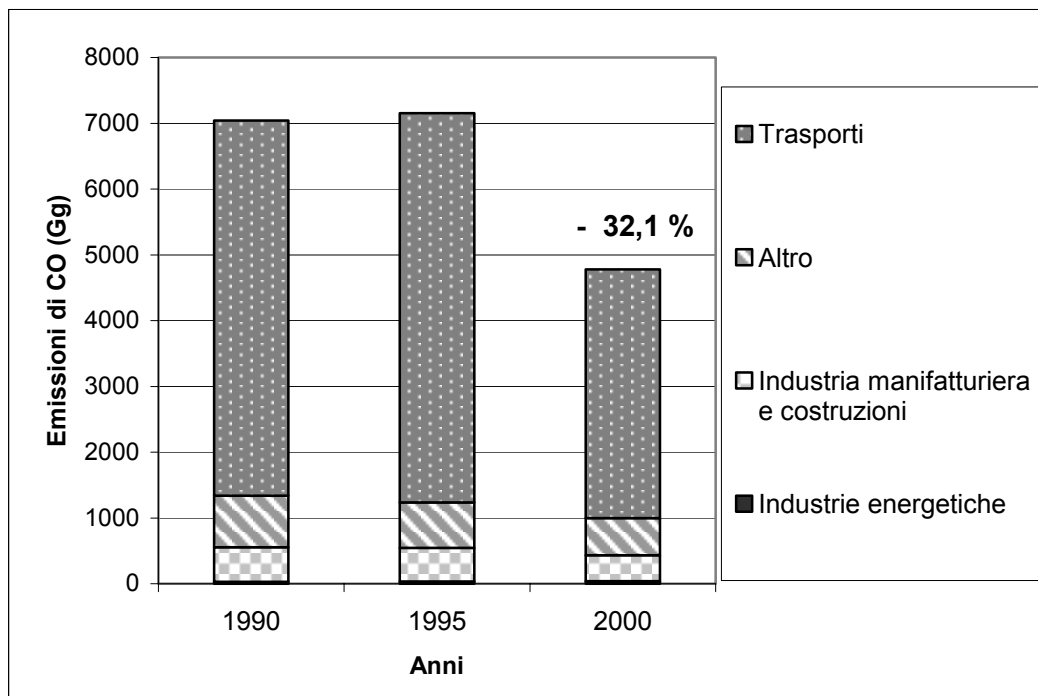
Francia	5591	20,4%	Germania	4206	15,3	Italia	4838	17,6%
Regno Unito	3975	14,5%	Altri paesi	8845	32,2	Unione europea	27455	100%

Fonte: Agenzia europea dell'ambiente, 2002

A livello nazionale il settore dei trasporti è il maggiore responsabile delle emissioni di monossido di carbonio, con il 78% delle emissioni da processi energetici (figura 4.24). L'andamento delle emissioni in questo settore ha condizionato le emissioni complessive dell'inquinante in Italia. Negli ultimi dieci anni il settore dei trasporti ha abbattuto le sue emissioni di circa il 37%.

Anche gli altri settori energetici hanno mostrato andamenti decrescenti: in particolare, il settore dell'industria manifatturiera è diminuito del 25% in valore assoluto, mentre quello del residenziale, terziario e agricoltura del 27%.

Figura 4.24 - Emissioni di CO per sotto-settore in Italia. Anni 1990, 1995, 2000 (Gg)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ANPA, 2002

Il monossido di carbonio è una sostanza che risente fortemente delle condizioni del parco autoveicolare e delle modalità di guida. È evidente che il ritardo con cui le marmitte catalitiche sono state introdotte nel nostro Paese ha dilazionato nel tempo i benefici di riduzione delle emissioni di questa sostanza. Le norme più restrittive per le auto di nuova immatricolazione e lo svecchiamento del parco circolante assicurano che i trasporti continueranno nei prossimi anni a ridurre le emissioni, anche se non ai ritmi attesi, data la corrispondente crescita delle percorrenze medie.

4.4 ALTRI INQUINANTI

4.4.1 I metalli pesanti

Recentemente è stata riconosciuta la natura transfrontaliera dei metalli pesanti, che ha portato alla realizzazione di un protocollo nell'ambito della Convenzione di Ginevra sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero a lunga distanza. In particolare, il 24 giugno 1998, 35 Paesi dell'UNECE più la Comunità europea, hanno firmato ad Århus un protocollo per ridurre le emissioni di metalli pesanti dovute ad attività antropiche, protocollo attualmente limitato a piombo, cadmio e mercurio, con l'obiettivo di "lottare contro le emissioni di metalli pesanti imputabili ad attività antropiche trasportate nell'atmosfera al di là delle frontiere su lunghe distanza, e che rischiano di produrre effetti dannosi rilevanti per la salute o l'ambiente (Art. 2 del protocollo)" (vedi Box "I metalli pesanti").

Le principali fonti di emissioni fisse identificate per piombo, cadmio e mercurio sono elencate nella tabella che segue.

Tabella 4.11 - Principali fonti di emissione dei metalli pesanti

Categoria	Descrizione
1	Impianti di combustione con potenza termica netta stimata superiore a 50 MW
2	Impianti di sinterizzazione o arrostitimento di minerale metallico (ivi compresi i solfuri) o di concentrato di minerale con capacità superiore a 150 tonnellate di agglomerato al giorno nel caso di minerale o di concentrato ferroso, e di 30 tonnellate di agglomerato al giorno nel caso di arrostitimento di rame, piombo, zinco o di qualsiasi trattamento di minerale di oro o di mercurio
3	Impianti per la produzione di ghisa o acciaio (di prima o seconda fusione, compresi i forni elettrici ad arco), inclusa la colata continua, con capacità superiore a 2,5 tonnellate/ora
4	Fonderie di metalli ferrosi con capacità superiore a 20 tonnellate al giorno
5	Impianti per la produzione di rame, piombo e zinco a partire da minerale o da minerale concentrato o da materie prime secondarie con processi metallurgici, di capacità superiore a 30 tonnellate al giorno per gli impianti e a 15 tonnellate al giorno per gli impianti secondari, o per qualsiasi produzione primaria di mercurio.
6	Impianti di fusione (affinazione, formatura in fonderia, ecc.), compreso l'amalgama, di rame, piombo, zinco, compresi i prodotti di recupero, con capacità di fusione superiore a 4 tonnellate al giorno per il piombo o a 20 tonnellate al giorno per rame e zinco
7	Impianti di produzione clinker di cemento con forni rotativi, di capacità superiore a 500 tonnellate al giorno o in altri forni con capacità produttiva superiore a 50 tonnellate al giorno
8	Impianti per la produzione di vetro che impiegano piombo nel processo, con una capacità di fusione superiore a 20 tonnellate al giorno
9	Impianti per la produzione per elettrolisi di cloroalcali che utilizzano il processo a catodo di mercurio.
10	Impianti di incenerimento di rifiuti sanitari o pericolosi di capacità superiore a una tonnellata/ora, o per il co-incenerimento di rifiuti sanitari o pericolosi definiti conformemente alla legislazione nazionale
11	Impianti di incenerimento di rifiuti urbani di capacità superiore a 3 tonnellate/ora, o per il co-incenerimento di rifiuti urbani definiti conformemente alla legislazione nazionale

Fonte: Decisione del Consiglio europeo 04/04/2001

Ogni categoria elencata in tabella 4.11 è oggetto di valutazioni e norme in virtù del proprio contributo all'emissione di uno o più metalli pesanti. In particolare:

- la categoria 1 (Combustione di carburanti fossili in caldaie residenziali e industriali) è una delle principali fonti antropiche di mercurio. Il tenore di metallo pesante è, in generale, di molti ordini di grandezza maggiore nel carbone che nel petrolio o nel gas naturale;
- la categoria 2 (Industria primaria del ferro e dell'acciaio) comprende impianti che producono emissioni di cadmio (Cd), piombo (Pb) e mercurio (Hg), in associazione al

particolato. Il contenuto di metalli pesanti dipende dalla composizione del materiale grezzo e dal tipo di lega metallica aggiunta per produrre l'acciaio;

- la terza categoria di impianti (Industria secondaria del ferro e dell'acciaio) produce emissioni di polveri sia concentrate che diffuse che contengono, analogamente alla produzione primaria, cadmio, piombo e mercurio in quantità che dipendono dalla composizione del ferro e dell'acciaio di scarto e dal tipo di metalli di lega che vengono aggiunti nella produzione dell'acciaio;
- la categoria 4 (Fonderie di ferro) è causa di emissioni dirette di particolato e di metalli pesanti in fase gassosa che sono associate in particolar modo con la fusione e talvolta, in misura minore, con la colata. Emissioni diffuse sono causate dalla manipolazione delle materie prime, dalla fusione e dalla colata;
- gli impianti delle categorie 5 e 6 (Industria primaria e secondaria dei metalli non ferrosi) provocano emissioni durante la produzione di metalli quali piombo, rame, zinco, stagno e nichel. Da questo settore possono essere emessi tutti i tipi di metalli pesanti ed i loro composti;
- per la categoria 7 (Industria del cemento⁵) si hanno emissioni di particolato contenenti metalli pesanti in ogni fase del processo di produzione, vale a dire: trattamento del materiale, preparazione delle materie prime (frantoi ed essiccatori), produzione del clinker e preparazione del cemento. I metalli pesanti sono immessi nel forno all'interno delle materie prime e dei combustibili, sia combustibili fossili che rifiuti;
- per la categoria 8 (Industria del vetro) le emissioni di piombo sono particolarmente importanti perché vi sono vari tipi di vetro in cui il piombo è introdotto come materia prima (per esempio nella produzione del cristallo o dei tubi a raggi catodici). Nel caso del vetro per contenitori di soda-calce, le emissioni di piombo dipendono dalla qualità del vetro riciclato usato nel processo. Il tenore di piombo nelle polveri derivanti dalla fusione del cristallo normalmente è circa pari al 20-60%. Le emissioni di polveri hanno luogo principalmente dalla manipolazione delle miscele vetrificabili, dai forni, da perdite diffuse attraverso le aperture del forno e dalle operazioni di finitura e soffiatura dei prodotti in vetro. Esse dipendono in larga parte dal tipo di combustibile, dal tipo di forno e dal tipo di vetro prodotto;
- nella categoria 9 (Industria dei cloroalcali) si producono Cl₂, idrossidi alcalini ed idrogeno mediante elettrolisi di una soluzione salina. I processi usati sono normalmente il processo a base di mercurio e quello a diaframma, per entrambi i quali è necessario applicare buone pratiche di gestione per evitare problemi ambientali. Diversamente dal primo il processo a membrana, oltre ad altri vantaggi, non produce alcuna emissione di mercurio⁶. Le fonti di emissione di mercurio nell'ambiente esistenti nel processo a base di mercurio sono: la ventilazione del locale contenente le celle, gli scarichi di processo, i prodotti, in particolare l'idrogeno e l'acqua di scarico. Per quanto riguarda le emissioni nell'aria, particolare rilevanza riveste il mercurio emesso dalle celle nel locale in cui esse sono sistemate;
- per le categorie 10 ed 11 (Incenerimento) i metalli pesanti sono presenti in tutte le componenti del flusso di rifiuti urbani (per esempio prodotti, carta, materie organiche). Di conseguenza l'incenerimento di rifiuti urbani, sanitari e pericolosi può essere fonte di emissioni di cadmio, piombo e mercurio. Il mercurio, una buona parte del cadmio e una parte minore del piombo subiscono una volatilizzazione durante il processo di combustione.

⁵ I forni per cemento possono utilizzare combustibili secondari come olio o pneumatici di scarto. Ove sia usato materiale di scarto, si applicano gli stessi requisiti in materia di emissioni in vigore per i processi d'incenerimento dei rifiuti, e nel caso di rifiuti pericolosi, a seconda della quantità in cui sono utilizzati, sono validi gli stessi requisiti utilizzati per i processi d'incenerimento dei rifiuti pericolosi.

⁶ La decisione 90/3 del 14 giugno 1990 della Commissione per la prevenzione dell'inquinamento marino di origine tellurica (PARCOM) raccomanda di cominciare a smantellare appena possibile gli impianti esistenti di produzione di cloroalcali a cella di mercurio, con l'obiettivo di smantellarli tutti entro il 2010.

Valori limite per le emissioni provenienti da grandi fonti fisse

Ai fini della limitazione delle emissioni di metalli pesanti sono rilevanti due tipi di valori limite:

- i valori relativi a specifici metalli pesanti o gruppi di metalli pesanti;
- i valori relativi alle emissioni di particolato in generale.

In linea di massima, i valori limite per il particolato non possono sostituire i valori limite specifici per il cadmio, il piombo e il mercurio, poiché la quantità di metalli associati alle emissioni di particolato varia da un processo all'altro. Tuttavia, l'applicazione di tali limiti contribuisce notevolmente a ridurre le emissioni di metalli pesanti in generale. Inoltre, il monitoraggio delle emissioni di particolato è, in genere, meno costoso del monitoraggio di singole specie e il monitoraggio permanente di singoli metalli pesanti non è, in generale, realizzabile. Pertanto, i valori limite per il particolato rivestono una grande importanza pratica e sono pertanto riportati nella maggior parte dei casi per integrare o sostituire i valori limite specifici per il cadmio, il piombo o il mercurio (tabella 4.12),.

I valori limite, espressi in mg/m^3 , si riferiscono a condizioni *standard* e sono calcolati come media delle misurazioni di un'ora, rilevate su un arco di tempo di più ore, in genere 24. Sono esclusi i periodi di avvio e spegnimento. Il tempo medio può essere esteso, se necessario, per ottenere dal monitoraggio risultati sufficientemente precisi. Per quanto riguarda il tenore di ossigeno del gas di scarico, si applicano i valori indicati per le grandi fonti fisse. È vietata la diluizione effettuata per diminuire le concentrazioni di inquinanti nei gas di scarico. I valori limite per i metalli pesanti comprendono quelli relativi ai metalli solidi, gassosi e sotto forma di vapore e i relativi composti, espressi come metallo. Se sono indicati valori limite per emissioni totali, espressi in grammi per unità di produzione o di capacità, rispettivamente, essi si riferiscono alla somma delle emissioni di scarico e delle emissioni diffuse, calcolate come valore annuo.

Tabella 4.12 - Limiti di emissione di metalli pesanti per diversi tipi di sorgente così come previsto dal Protocollo di Åarhus sui metalli pesanti per i nuovi impianti

Settori	Limiti specifici alle emissioni di particolato per i maggiori tipi di sorgenti (mg/m³)		
<i>Combustione di combustibili fossili (combustibili solidi e liquidi)</i>	50		
<i>Impianti Sinter</i>	50		
<i>Impianti di Pellettizzazione</i>	Essiccato 25	Pellet 25	Emissioni totali 40 g/Mg di pellet prodotto
<i>Altiforni</i>	50		
<i>Forni elettrici ad arco</i>	20		
<i>Produzione rame, zinco</i>	20		
<i>Produzione piombo</i>	10		
<i>Industria del cemento</i>	50		
<i>Industria del vetro</i>	5		
<i>Industria dei cloro-alcali</i>	0,01 g di Mercurio /Mg di capacità produttiva di cloro ⁷		
<i>Incenerimento rifiuti pericolosi e sanitari</i>	Particolato 10	Mercurio 0,05	
<i>Incenerimento rifiuti urbani</i>	25	Mercurio 0,08	

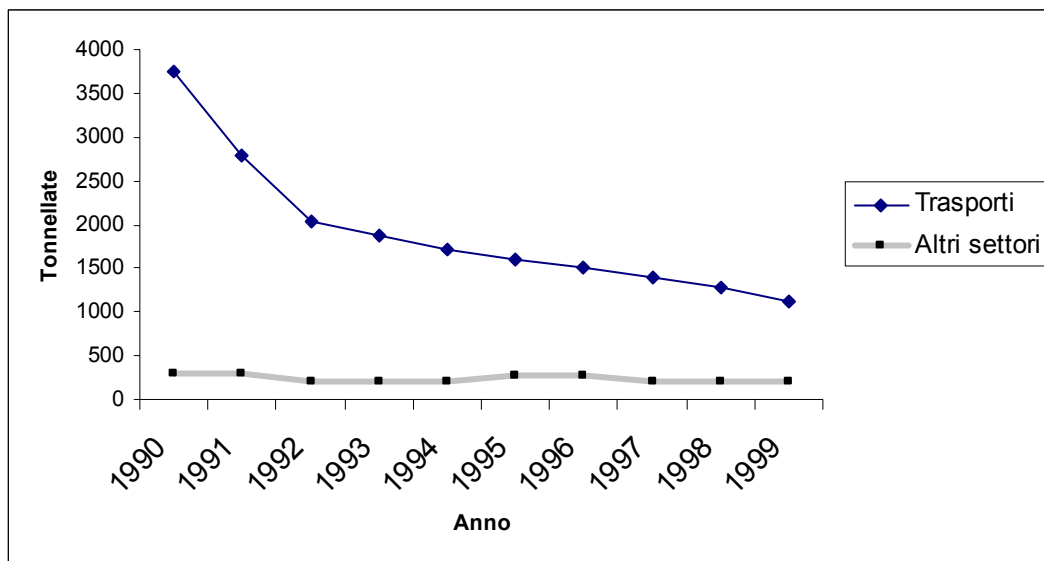
Fonte: UNECE, 1998

Le emissioni di metalli pesanti nell'ultimo decennio

Nelle pagine seguenti ci limiteremo ad analizzare i tre metalli presi in considerazione dalla Convenzione di Åarhus per i quali, pur se con qualche difficoltà, disponiamo sia di dati settoriali che di serie storiche. Tra di essi una attenzione particolare va riservata al piombo, le cui emissioni risultano di un ordine di grandezza superiore rispetto alle emissioni degli altri metalli pesanti. Ciò è dovuto al notevole contributo al totale dato, sino ad oggi, dal settore dei trasporti.

⁷ I valori limite per gli impianti esistenti dovranno essere valutati dalle parti contraenti riunite in sede di organo esecutivo entro aprile del 2003. Per i nuovi impianti di produzione dei cloro-alcali è previsto un limite di 0,01 g Hg/Mg di capacità produttiva.

Figura 4.25 - Emissioni di piombo in Italia. Anni 1990-1999



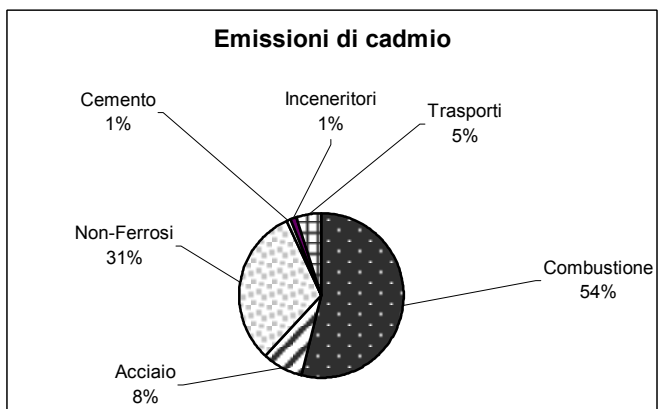
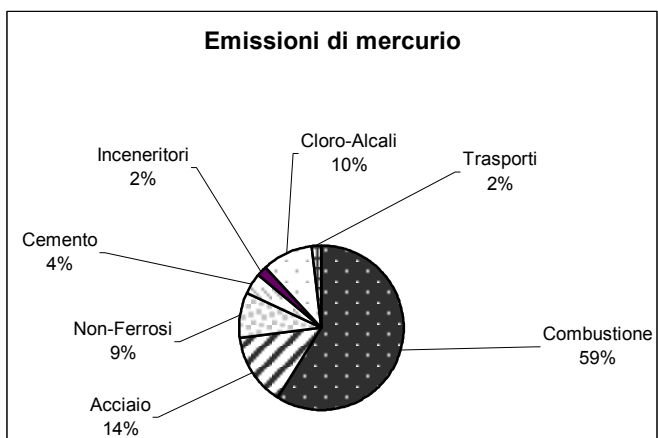
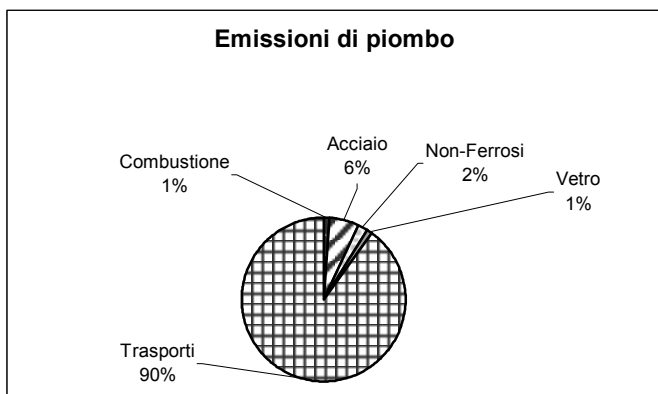
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati APAT

Come è evidenziato dal grafico 4.25, l'uso crescente nel tempo della benzina senza piombo ha consentito una forte riduzione delle emissioni di piombo dovute ai trasporti (circa il 70%). Considerando che il settore dei trasporti era responsabile di circa il 90% delle emissioni totali di piombo nell'anno 1990 (figura 4.26), grazie alla sua sostituzione nella composizione dei carburanti sono diminuite del 67% le emissioni totali di piombo negli ultimi dieci anni. La completa eliminazione della benzina con il piombo come additivo, avvenuta in Italia nel gennaio 2002, ha praticamente azzerato il contributo del settore trasporti alle emissioni totali di piombo, portando quindi anche le emissioni attuali di questo metallo allo stesso ordine di grandezza delle emissioni degli altri metalli considerati.

Una fotografia puntuale del peso che ogni settore produttivo assumeva nel 1990 relativamente alle emissioni di piombo, cadmio e mercurio è riportata nella figura 4.26.

In particolare, per gli ultimi due metalli più della metà delle emissioni era da attribuirsi alla combustione mentre il settore dei trasporti aveva un significato modesto. Non sono disponibili dati aggiornati per cadmio e mercurio, ma i contributi percentuali settoriali del 1990 non hanno subito la medesima e profonda evoluzione che è stata osservata per il piombo.

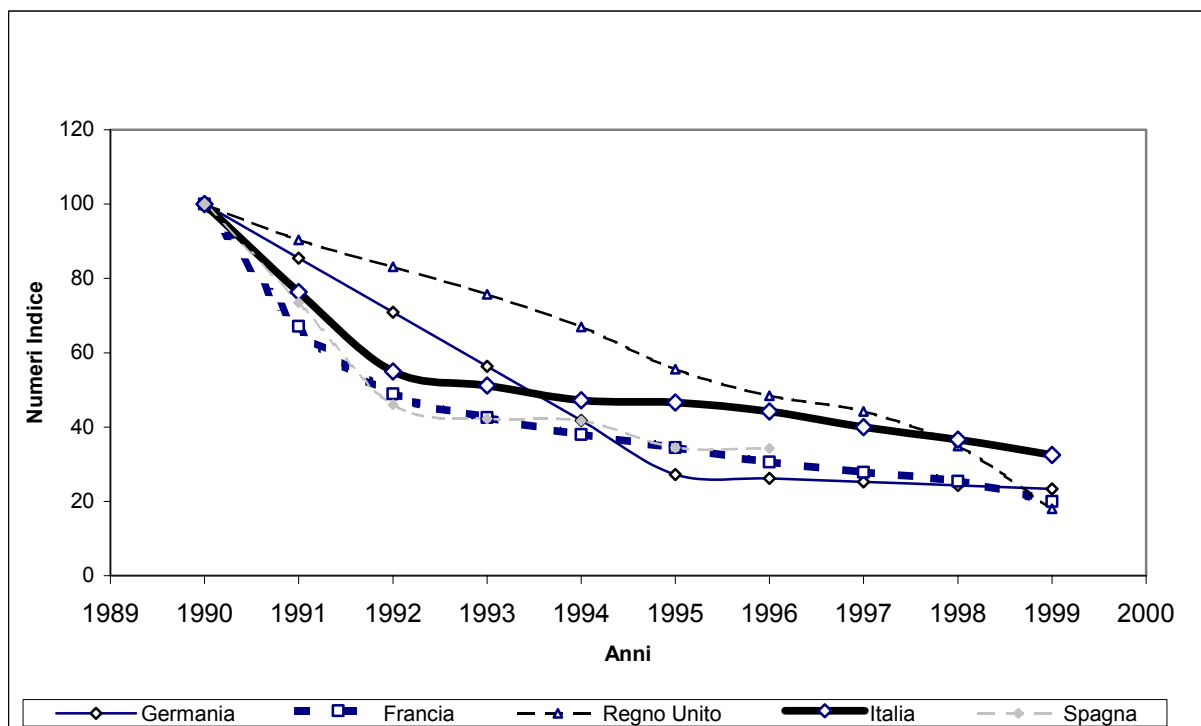
Figura 4.26 - Suddivisione settoriale delle emissioni di alcuni metalli pesanti in Italia. Anno 1990



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati UNECE 1997

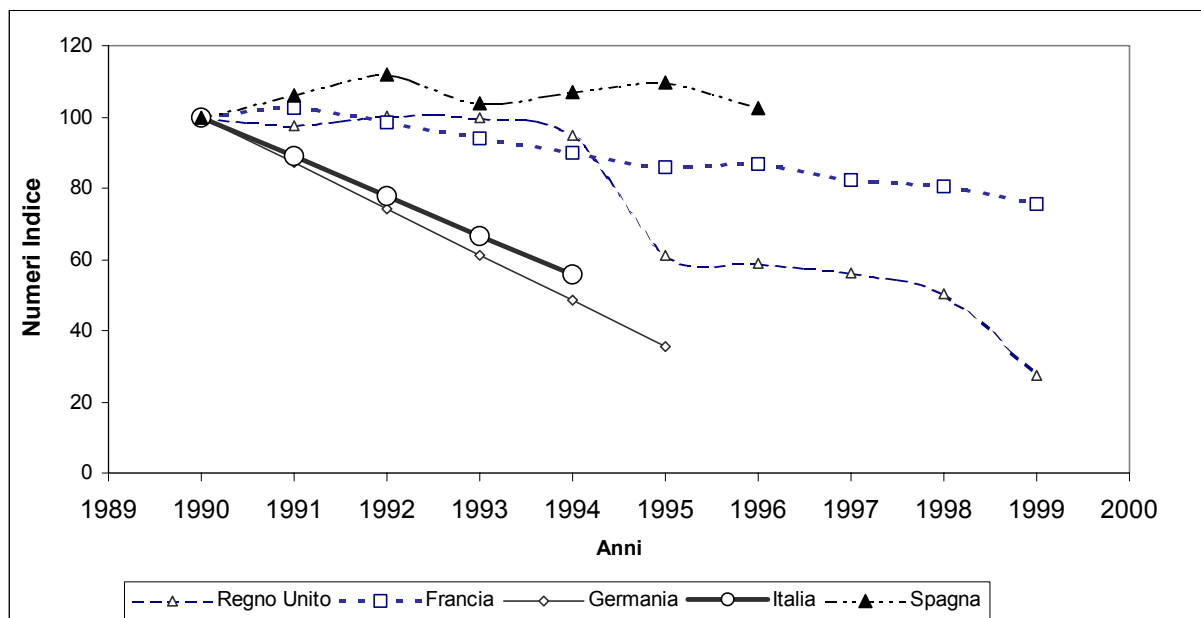
Nelle figure 4.27, 4.28, 4.29 è mostrata la forte tendenza alla riduzione nelle emissioni rispettivamente di piombo, cadmio e mercurio per i principali paesi dell'Unione europea (Germania, Italia, Francia, Gran Bretagna e Spagna), che nel loro insieme sono responsabili di circa l'80% delle emissioni totali dell'Unione.

Figura 4.27 - Serie storica delle emissioni totali di piombo in alcuni paesi della Unione europea. Anni 1990-1999 (Numeri indice 1990=100)



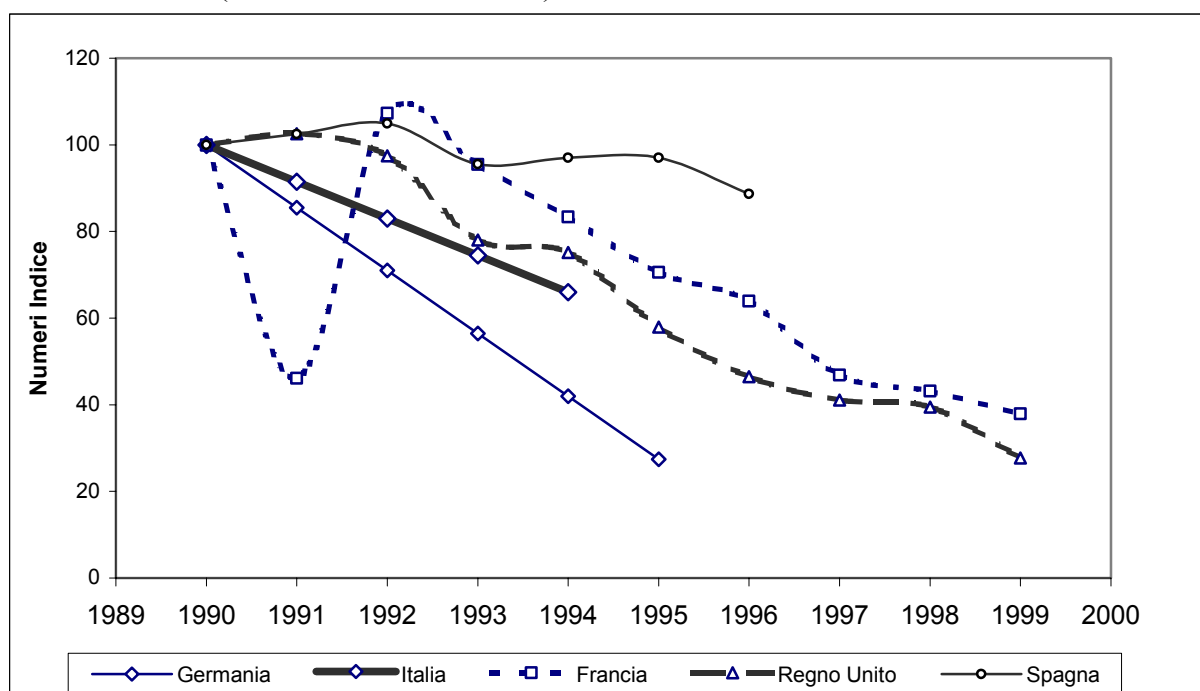
Fonte: EMEP, 2001. La serie italiana deriva da dati APAT, 2001

Figura 4.28 - Serie storica delle emissioni totali di cadmio in alcuni paesi della Unione europea. Anni 1990-1999 (numeri indice 1990=100)



Fonte: EMEP, 2001

Figura 4.29 - Serie storica delle emissioni totali di mercurio in alcuni paesi della Unione europea. Anni 1990-1999 (numeri indice 1990=100)



Fonte: EMEP, 2001

In questi Paesi la diminuzione delle emissioni è dovuta all'applicazione ed al miglioramento delle misure di protezione dell'ambiente in differenti settori di attività. Pur se i dati di alcuni Paesi mostrano delle lacune e non sono disponibili oltre la metà degli anni Novanta, si può stimare che in un decennio si è ottenuta una diminuzione pari a circa il 50% delle emissioni dei tre metalli oggetto della Convenzione.

Ciononostante, le emissioni di metalli pesanti continuano ad avere un elevato impatto su ambiente e salute, e diversi organismi internazionali (UE, UNECE, UNEP, OSPARCOM, HELCOM) stanno sviluppando iniziative internazionali per ridurre ulteriormente le emissioni di metalli pesanti. In particolare, sono in corso in ambito UNECE delle attività volte ad individuare i carichi di tollerabilità degli ecosistemi alle deposizioni di metalli pesanti. L'obiettivo è quello di verificare le deposizioni di metalli pesanti in base al superamento di fissate soglie di tollerabilità, così da individuare ulteriori riduzioni delle emissioni in funzione del raggiungimento di specifici obiettivi ambientali e sanitari, seguendo un approccio già sperimentato con successo per le sostanze acidificanti ed eutrofizzanti.

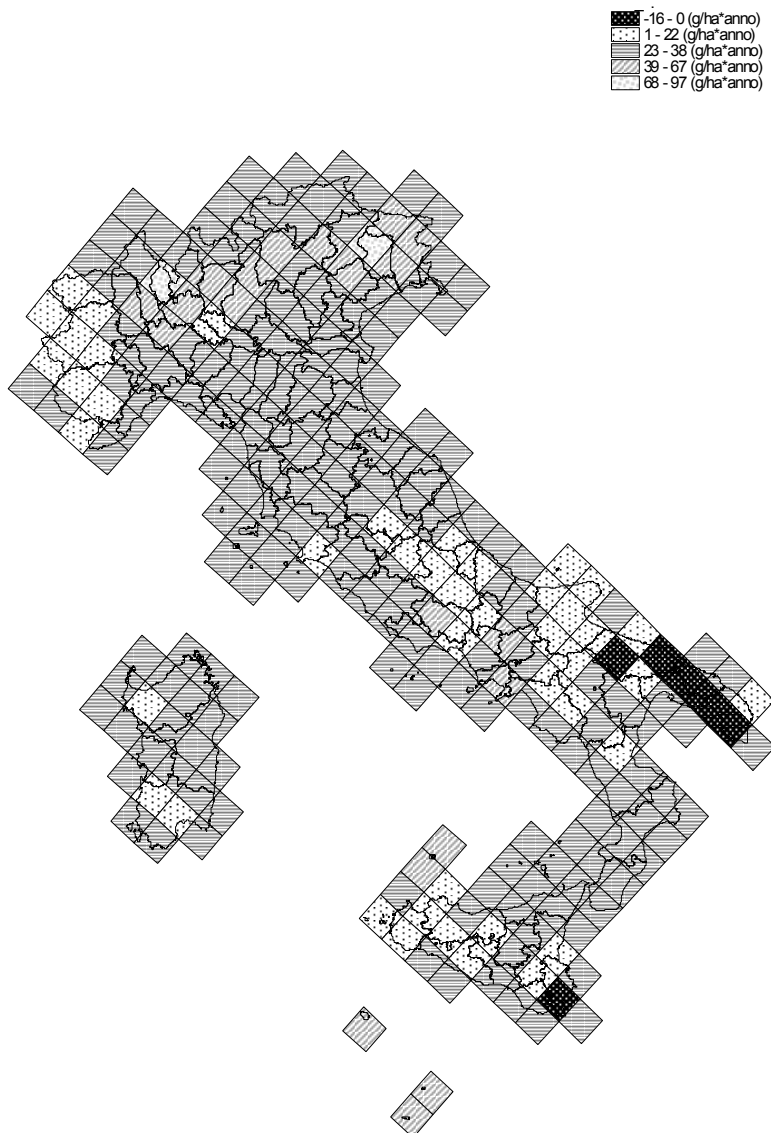
Il concetto di "carico critico" è stato infatti introdotto recentemente in seguito all'esigenza di definire una valutazione dell'inquinamento con l'obiettivo di salvaguardare gli ecosistemi terrestri ed acquatici dai processi di acidificazione dei suoli e delle acque.

Il carico critico di un inquinante caratteristico di un ecosistema recettore, di tipo terrestre o acquatico, viene definito come "il valore massimo di deposizione di un inquinante al di sotto del quale non si hanno danni rilevanti alle funzioni ed alla struttura dell'ecosistema". I carichi critici relativi ad una data area vengono assegnati sulla base delle caratteristiche del territorio, del tipo di suolo, del suo uso e della copertura vegetale ed esprimono in definitiva la sensibilità del territorio ai diversi inquinanti. Il calcolo del carico critico, realizzato attraverso equazioni che tengano conto dei principali processi cui l'inquinante può sottostare una volta raggiunto il recettore, servirà a correlare i "limiti critici" alle deposizioni, stabilendo il valore di deposizione che porterà, per esempio, ad una concentrazione critica del metallo pesante nel suolo.

Nella figura 4.30 sono mostrati i valori ottenuti nell'analisi realizzata per il cadmio, che presenta dei valori interessanti in alcune province pugliesi e nella provincia di Ragusa. In queste cinque maglie del territorio il valore del carico critico risultante dalla elaborazione del modello è negativo.

I risultati della analisi sono realizzati in riferimento alle coordinate EMEP, con una griglia di 50 km X 50 km, che copre l'intero territorio italiano. L'analisi, che non tiene conto delle aree occupate da laghi, ghiacciai e zone urbanizzate, utilizza un modello semidinamico in cui si sommano il flusso dei metalli pesanti assorbiti dalla pianta, il flusso dei metalli pesanti da lisciviazione e la variazione dei metalli pesanti nel suolo.

Figura 4.30 – Mappa del carico critico per il cadmio in Italia. anno 2002



Fonte: ENEA

BOX - I metalli pesanti

I metalli pesanti (ossia i metalli, o i metalloidi, che sono stabili ed hanno una densità superiore a $4,5 \text{ g/cm}^3$, ed i loro composti) sono, se presenti in tracce, degli oligoelementi essenziali per la vita di animali e piante, ma se le loro concentrazioni nell'ambiente superano determinati valori, possono risultare tossici. In generale si può dire che i metalli aventi una maggiore tendenza a formare complessi stabili con la materia organica hanno una maggiore probabilità di arrecare danni di tipo biologico (ad esempio cancerogenesi, anomalie cromosomiche). Fra i metalli pesanti più tossici, e quindi maggiormente studiati, si annoverano il cadmio (Cd) ed il piombo (Pb). Tra i metalloidi un esempio è l'arsenico (As), che è però considerato totalmente biodisponibile quando è in soluzione.

I metalli pesanti sono inquinanti stabili e non facilmente alterabili, in grado di turbare l'equilibrio dell'ecosistema terrestre. Questi elementi, oltre ad essere naturalmente presenti nella crosta terrestre, possono provenire da attività industriali, da pratiche agrarie e da sorgenti civili (come il traffico autoveicolare ed il riscaldamento domestico). Inoltre sono richiesti per la produzione di accumulatori, pigmenti e vernici, stabilizzanti nei polimeri, additivi di oli e lubrificanti, inchiostri, amalgame dentali, componenti elettrici, semiconduttori, medicinali e vengono utilizzati come catalizzatori.

La distribuzione e concentrazione dei metalli dipende dalla mobilità, solubilità e biodisponibilità delle forme chimiche sotto le quali tali elementi si possono presentare. Le caratteristiche chimiche più salienti dei metalli pesanti indicative della loro reattività sono:

- possibilità di assumere più stati di ossidazione;
- proprietà catalitiche;
- capacità di dare origine a complessi con altri elementi a causa degli orbitali "d" vuoti;
- biodisponibilità nei suoli, ossia la proprietà dell'elemento presente nel suolo ad essere metabolizzato o comunque legato dalla componente biotica dell'ecosistema (essa dipende in modo significativo dall'antagonismo competitivo che si instaura fra due o più specie ioniche e dalla presenza di composti chelanti).

Cadmio (Cd)

Diventa volatile intorno ai 400° ed è facilmente disperso come aerosol quando zinco (Zn), piombo (Pb) e rame (Cu) vengono estratti dai rispettivi minerali. La combustione di carbone è sorgente di cadmio in atmosfera, anche se le fonti maggiori sono gli inceneritori. Il Cd è un elemento non essenziale e tossico (dose letale 1 gr), ed è catalizzatore di molte reazioni che danneggiano i tessuti a causa della formazione di radicali liberi.

Mercurio (Hg)

Viene utilizzato come pesticida e fungicida in agricoltura, come antibatterico nei prodotti cosmetici, negli amalgame dentali e in forma organica è un principio attivo di alcuni diuretici. Quantità enormi di vapore di mercurio (altamente tossico) sono emesse in atmosfera dalla combustione di carbone, dall'incenerimento di rifiuti contenenti Hg come le batterie e dal processo di produzione di cloro e soda a partire dall'acqua salata. È un elemento fortemente tossico.

Piombo (Pb)

In atmosfera il Pb è principalmente associato al particolato e viene emesso per lo più dalla combustione di petrolio, carbon fossile, dal traffico autoveicolare, dalle attività minerarie e dall'incenerimento di rifiuti. Il Pb interferisce con le funzioni biologiche di elementi essenziali quali calcio, ferro, rame e zinco. È una neurotossina, diminuisce la sintesi dell'emoglobina, reagisce con le membrane cellulari danneggiandole, sostituisce il calcio nelle ossa ed aumenta la tossicità dovuta a radicali liberi ed altri metalli pesanti.

Il Protocollo di Århus sui metalli pesanti (1998) prevede la riduzione delle emissioni antropogeniche, che sono soggette al trasporto atmosferico transfrontaliero a grande distanza e che possono avere significativi effetti nocivi per la salute umana e l'ambiente. Il Protocollo prevede la riduzione delle emissioni totali annue nell'atmosfera di cadmio, piombo e mercurio e l'applicazione di misure di controllo dei prodotti. I provvedimenti previsti dal protocollo contribuiscono al conseguimento degli obiettivi della politica comunitaria in materia ambientale.

Sono state definite inoltre delle strategie atte a far sì che ogni parte possa:

- a) applicare strumenti economici atti ad incoraggiare l'adozione di approcci basati sull'efficienza dei costi al fine di ridurre le emissioni di metalli pesanti;
- b) sviluppare patti e accordi volontari tra governo e industria;
- c) incoraggiare un uso più efficiente delle risorse e delle materie prime;
- d) incoraggiare l'uso di fonti di energia meno inquinanti;
- e) adottare misure per eliminare gradualmente alcuni processi che emettono metalli pesanti quando sono disponibili su scala industriale processi sostitutivi;
- f) adottare misure per sviluppare ed introdurre sistemi di trasporto meno inquinanti;
- g) adottare misure per sviluppare ed impiegare processi più puliti per la prevenzione e la limitazione dell'inquinamento.

L'adempimento, ad opera di ogni parte, degli obblighi che ad essa incombono a norma del Protocollo è sottoposto a regolari verifiche. Il Comitato di attuazione, istituito con la decisione 1997/2 dell'organo esecutivo nel corso della sua quindicesima sessione, è incaricato di eseguire tali verifiche e presentare in merito una relazione alle parti riunite in sede di organo esecutivo, in conformità delle disposizioni stabilite nell'allegato di tale decisione e negli eventuali emendamenti.

Il Protocollo di Åarhus stabilisce inoltre i seguenti obblighi:

- 1) ogni parte dovrà ridurre le sue emissioni totali in atmosfera di ciascuno dei metalli considerati nell'annesso I
- 2) ogni parte dovrà applicare:
 - a) la migliore tecnologia disponibile (BAT, *best available techniques*)
 - b) i valori limite specificati nell'annesso V o, in alternativa, applicare differenti strategie di riduzione di emissioni che portano a livelli di emissioni equivalenti al valore limite;
- 3) ogni parte applicherà misure di controllo in accordo con le condizioni ed il calendario stabilito nell'annesso IV.

Nell'accordo è previsto che le parti debbano, compatibilmente con le loro leggi, regolamenti, ecc, facilitare lo scambio di tecnologie e tecniche designate allo scopo di ridurre le emissioni di metalli pesanti, promuovendo lo scambio commerciale di tecnologie disponibili, i contatti e la cooperazione diretta tra industrie, lo scambio di informazioni ed esperienze e l'assistenza tecnica.

Nel determinare la migliore tecnologia disponibile, vanno tenuti presenti costi e benefici ed i principi di precauzione e prevenzione.

Esistono diverse possibilità di controllare o prevenire le emissioni di metalli pesanti. È necessario monitorare le procedure di abbattimento per assicurare che venga raggiunta una riduzione effettiva delle emissioni.

Le misure di riduzione delle emissioni devono comunque essere costo-efficienti ed a costi sopportabili.

4.4.2 Il particolato atmosferico

Per lunghi anni il particolato atmosferico è stato misurato dalle reti di qualità dell'aria sotto il nome di "Polveri Totali Sospese" (PTS), ossia l'insieme più vasto che contiene anche il PM₁₀ (particelle con diametro inferiore a 10 µm).

L'estensione dei punti di misura del PM₁₀ per effetto della nuova normativa comunitaria sulla qualità dell'aria, ha solo reso più evidente un fenomeno già noto.

La materia particolata è generalmente intesa come un qualunque materiale, a parte l'acqua pura, che esiste in fase solida o liquida in atmosfera in condizioni *standard*.

La dimensione del particolato è espressa attraverso il diametro aerodinamico equivalente, definito come il diametro di una particella avente velocità di deposizione uguale a quella di una particella sferica con densità unitaria. Tale definizione è necessaria poiché, mentre le particelle liquide possono essere considerate con buona approssimazione sferiche, le particelle solide sono di forma irregolare.

Una prima distinzione dell'aerosol atmosferico in funzione delle sue dimensioni è quella in *fine mode* (particelle fini) e *coarse mode* (particelle grandi). La soglia che separa i due tipi di particelle non è ben definita, ma è compresa tra 1 e 3 µm.

Particelle di diverse dimensioni, oltre ad avere diversa composizione chimica, sono caratterizzate da diverso comportamento fisico, diverse sorgenti, diversi meccanismi di formazione e diversi effetti sulla salute umana.

Le particelle fini sono composte essenzialmente da solfati, acidi, nitrati, carbonio elementare, carbonio organico e metalli.

Il particolato fine ha tempi medi di residenza in atmosfera dell'ordine di giorni o settimane e, durante questo tempo, è in grado di percorrere, trasportato dal vento, distanze dell'ordine delle centinaia di chilometri.

Il particolato di dimensioni maggiori può derivare da particolari attività industriali (operazioni di demolizione e costruzione, lavori di estrazione), da processi di erosione della crosta terrestre o avere origini geogeniche.

Il particolato di dimensioni maggiori ha tempi medi di residenza in atmosfera dell'ordine di minuti o ore, e le distanze tipiche di percorrenza sono inferiori alla decina di chilometri.

Gli elementi della crosta terrestre che si trovano principalmente in questo particolato, sono silicio, alluminio, ferro, manganese e potassio. In ambiente urbano essi possono venire risospesi dal traffico autoveicolare dopo essere stati portati al suolo da processi di rimozione quali ad esempio la deposizione secca o umida.

Il carbonio si ritrova nel particolato atmosferico come carbonio elementare e come carbonio

organico. Il carbonio elementare è emesso direttamente in atmosfera, prevalentemente dai processi di combustione. Il carbonio organico può avere sia origine primaria che secondaria, causata dalla condensazione di prodotti poco volatili del processo di foto-ossidazione degli idrocarburi. La componente secondaria è una frazione notevole del carbonio organico, paragonabile alla componente primaria.

Solitamente le particelle sono classificate in base agli intervalli di variazione del diametro.

Per esempio particelle solide con diametri fra 0,001 e 1 μm sono considerati “fumi”, mentre a particelle solide con diametri superiori a 1 μm viene assegnato il nome di “polveri”; le “foschie” sono invece formate da particelle in fase liquida sospese in aria con diametro compreso fra 0,01 e 10 μm , mentre si dicono *spray* le particelle liquide con diametri superiori a 10 μm .

Inoltre, gli aerosol atmosferici consistono nella dispersione di particelle liquide o solide in aria. Fra i più noti ricordiamo lo “smog”, con particelle fino a 2,5 micron e le “nubi” o le “nebbie” con particelle da 2,5 a 80 μm .

Con il termine aerosol atmosferico, o particolato atmosferico, non si definisce tuttavia qualcosa di univoco come nel caso di altri inquinanti gassosi (CO ossido di carbonio, NO_x ossidi di azoto), ma un’ampia classe di sostanze con diverse proprietà chimiche e fisiche presenti in atmosfera.

L’aerosol atmosferico è dunque sinonimo di eterogeneità chimica.

Come già ricordato, la misura effettuata dalle reti di monitoraggio, fino ad un passato recente, ha riguardato il particolato totale sospeso (PTS), vale a dire la quantità totale di polveri, senza discriminare la dimensione. Successivamente sono stati introdotti strumenti di misura della frazione del PM₁₀, mentre sono rare le misure di particolato con diametro inferiore a 2,5 μm (PM_{2,5}); in entrambi i casi non si dispone di serie di dati estese.

Il PM₁₀ è ovviamente una frazione di PTS variabile da sito a sito in dipendenza delle condizioni locali e del tipo di emissioni predominanti.

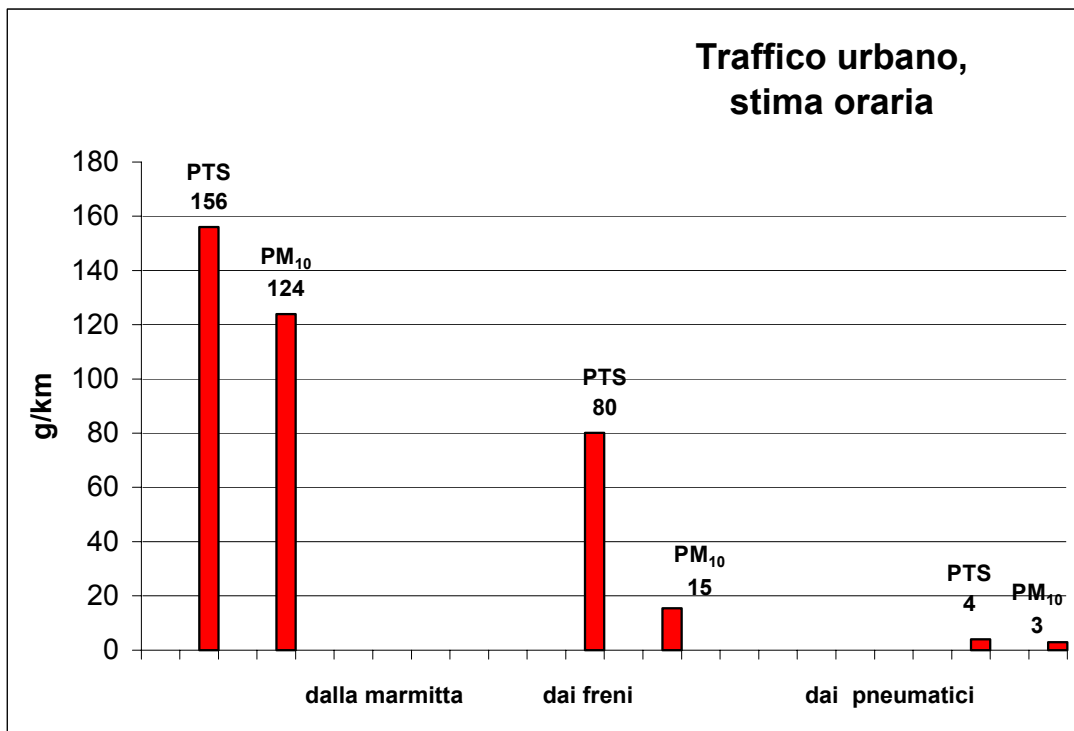
4.4.2.1 Le sorgenti antropogeniche del particolato

Sorgenti mobili: il traffico veicolare

L’emissione di particolato deriva direttamente dalla combustione del carburante, dall’usura dei freni e delle parti in rotazione, dall’usura degli pneumatici e dall’abrasione dell’asfalto.

Un altro contributo proviene dalla risospensione di particolato precedentemente deposto sul manto stradale, provocata dal passaggio dei veicoli. Nei paesi nordici, dove si utilizzano per buona parte dell’anno pneumatici chiodati, il particolato risospeso è una frazione non trascurabile dell’intero ammontare. Alcune misure effettuate a Oslo dimostrano come le concentrazioni di PM₁₀ nel periodo invernale siano diminuite con l’introduzione di nuovi tipi di pneumatici che hanno sostituito quelli chiodati.

Figura 4.31 – Emissioni orarie di particolato e PM₁₀ in grammi/chilometro: simulazione del passaggio di veicoli in ambito urbano



Fonte: ENEA

Nel grafico 4.31 è mostrata una simulazione relativa all'emissione di PTS e PM₁₀ prodotta dal passaggio di 1.000 mezzi (65% auto, 15% motoveicoli, 12% merci leggeri, 8% merci pesanti) lungo una strada urbana ad una velocità media di circa 30 km/h. Sono stati utilizzati fattori di emissione del modello ENEA TEE (Traffic and Energy Emissions) per le emissioni da marmitta, e fattori raccolti da IIASA (www.iiasa.ac.at/rains) per gli altri contributi. È interessante osservare come non siano trascurabili i contributi derivanti dall'usura di freni e parti rotanti.

I motori diesel emettono masse di particolato superiori a quelle emesse dai motori a benzina. In generale, la concezione di nuovi motori e la formulazione di nuovi combustibili ha condotto a una micronizzazione delle emissioni, con un arricchimento delle frazioni fini e ultrafini (particelle con diametro inferiore a 2,5 µm e 1 µm).

Un recente esperimento condotto da ENEA ha evidenziato come, misurando in un tunnel stradale e non direttamente alla marmitta, le concentrazioni in aria del particolato emesso da autobus alimentati con diversi combustibili (metano, miscela gasolio-olio di colza, due emulsioni commerciali acqua-gasolio e gasolio tradizionale), sia possibile distinguere la distribuzione granulometrica del particolato fine e mettere in luce importanti caratteristiche delle emissioni. Nel corso dell'esperimento, quando gli autobus erano alimentati con emulsioni sono state misurate concentrazioni di PM₁₀ e PTS inferiori a quelle registrate nel caso di alimentazione con gasolio

tradizionale. La differenza è stata evidente nel caso del metano, per il quale le concentrazioni di particolato sono ascrivibili alla risospensione piuttosto che all'emissione diretta⁸.

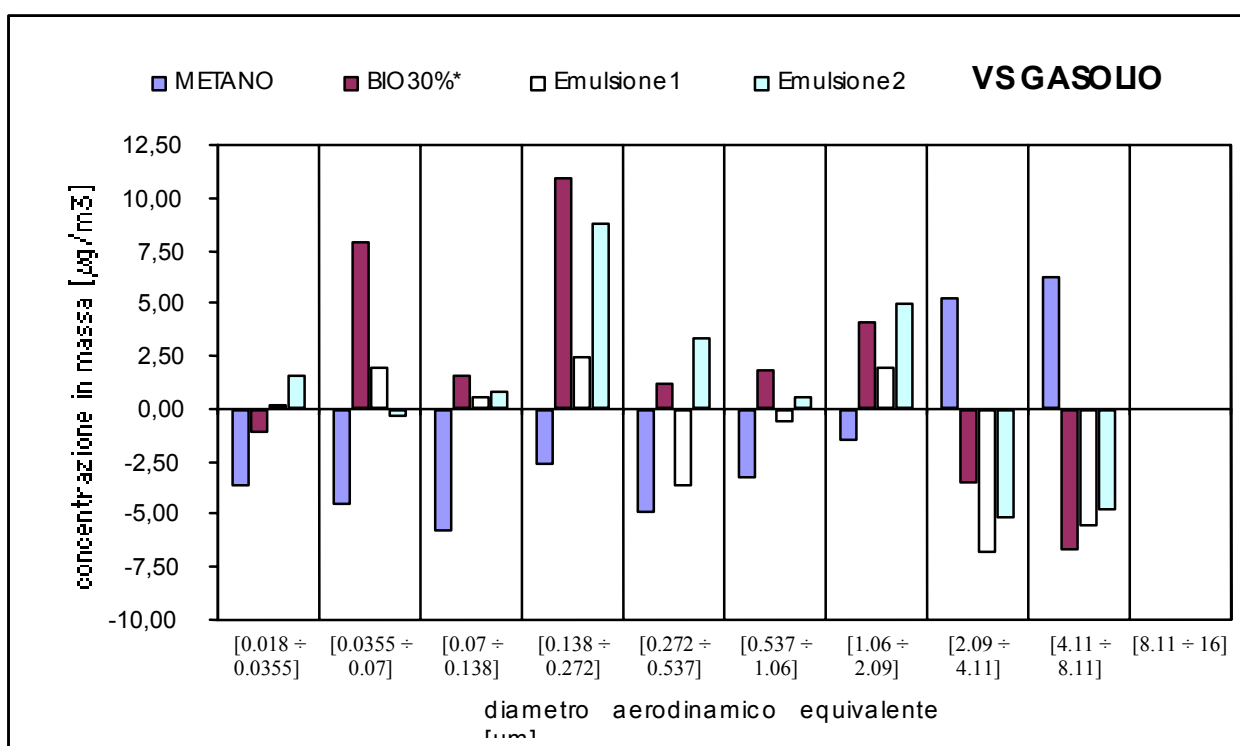
Questi dati confermerebbero le misure effettuate con metodi tradizionali ed il senso comune. Diversa risultanza è stata tratta per la miscela gasolio-biodiesel, per la quale non si sono avute apprezzabili variazioni rispetto al gasolio tradizionale.

Tuttavia i dati più interessanti emergono dall'analisi della distribuzione granulometrica del particolato. La figura 4.32 mostra le variazioni positive e negative delle concentrazioni in massa del particolato, rispetto al gasolio tradizionale.

Dall'analisi risulta che la miscela con olio di colza e le emulsioni incrementano le concentrazioni delle particelle con diametri fra 0,035 e 0,272 μm rispetto al gasolio tradizionale, mentre diminuiscono quelle nell'intervallo 2-8 μm .

Questo risultato, come vedremo meglio nel paragrafo dedicato agli effetti, ha evidenti ripercussioni sul giudizio complessivo da riservare ai combustibili alternativi che, pur riducendo la massa totale del particolato, sembrano aumentare il contributo delle frazioni più fini che raggiungono i tratti più interni dell'apparato respiratorio, dove ridotti o assenti sono i meccanismi di rimozione naturali. Il tentativo, realizzato con questo esperimento, di valutare in condizioni realistiche i particolati emessi dai diversi combustibili, pone nuovi interrogativi e richiede pertanto ulteriori approfondimenti.

Figura 4.32 – Concentrazioni in massa del particolato ottenute impiegando diversi combustibili alternativi ed espresse, nei diversi intervalli granulometrici, in confronto al gasolio



*BIO30% si riferisce a una miscela gasolio-olio di colza al 30%

Fonte: ENEA - Progetto "Prevenzione dell'inquinamento da Benzene ed IPA". Accordo di programma ENEA - Ministero dell'Ambiente

⁸ L'incremento osservato per il metano nelle frazioni di diametro maggiore deriva da cause esogene, ovvero l'ingresso nel tunnel di polvere esterna trasportata da un vento in direzione longitudinale che introduceva polvere crustale emessa a seguito di lavori con movimentazione di terra nell'area attigua a quella dell'esperimento.

Sorgenti stazionarie

Fra le sorgenti stazionarie sono di grande rilievo quelle industriali, quelle relative all'incenerimento dei rifiuti ed al loro stoccaggio e gli impianti di produzione elettrica alimentati con combustibili fossili.

Le particelle emesse dalle sorgenti industriali spaziano nell'intervallo fra 0,5 e 100 μm in dipendenza dalla natura della sorgente mentre nei processi di incenerimento le dimensioni delle particelle (ceneri volanti) sono fra 5 e 150 μm .

Sorgenti diverse dalla combustione

A questa famiglia sono da ascrivere le polveri emesse nei lavori di costruzione e demolizione, nell'attività mineraria e nel movimento terra. Si tratta di particolato piuttosto grossolano, anche se non si può escludere che una parte di esso si presenti nelle frazioni più fini. Negli Stati Uniti è stato stimato che nelle zone soggette a pesanti lavori di costruzione si possano emettere fino a 2,5 tonnellate di polveri totali sospese per mese e per ettaro.

Altre sorgenti antropogeniche

Nei paesi dell'area mediterranea ogni anno bruciano un milione di ettari di foresta e macchia mediterranea. È difficile fare una stima affidabile sulle emissioni di particolato associate a questi immensi roghi, tuttavia è evidente la significatività di tali eventi almeno nei paesi più colpiti.

Anche i fuochi di stoppia normalmente impiegati in agricoltura possono contribuire alla polverosità dell'atmosfera.

4.4.2.2 Le sorgenti naturali

Spray marino

La rottura delle onde marine provoca il passaggio di molte gocce di acqua salata in atmosfera che, evaporando, lasciano particelle di sale in sospensione. Tali particelle hanno solitamente dimensioni comprese fra 1 e 20 μm .

Risospensione dal suolo

Gli agenti atmosferici agiscono come fattori di alterazione delle superfici dei suoli. La polvere generata può essere trasportata dal vento e presenta una distribuzione granulometrica dipendente dalla sorgente geologica, che comunque si attesta fra 5 e 50 μm .

Esistono in natura sabbie fini, la cui distribuzione granulometrica è attorno a 10 μm e comprende quindi particelle con diametri inferiori.

Nelle aree urbane i fenomeni di risospensione sono favoriti dalla turbolenza indotta dal passaggio dei veicoli; tuttavia questa fonte è di difficile determinazione dipendendo dalla capacità della superficie di segregare il particolato, dalle condizioni di umidità e dalla velocità del traffico.

Trasporto di polveri da grandi distanze

Una sorgente non trascurabile nel bacino del Mediterraneo è costituita dall'inserimento di sabbia sahariana nei moti atmosferici in concomitanza di venti meridionali e di tempeste sulla regione desertica. È stato stimato, ad esempio, che il contributo di tali fenomeni sulla penisola iberica conduce 3,9 milioni di tonnellate di particolato ogni anno.

Anche nel nostro Paese non sono rari i fenomeni di pioggia rossa che testimoniano la presenza di sabbia nella colonna atmosferica dilavata dalla pioggia, ma ancora più frequenti sono i fenomeni privi di precipitazione che incorporano sabbia desertica.

Emissioni geogeniche

I vulcani, i soffioni e altri fenomeni eruttivi sono sorgenti di particolato o di composti che generano particolato secondario come l'anidride solforosa SO_2 . Per esempio si stima che l'Etna

fornisca una sorgente permanente di circa 4.000 tonnellate al giorno di SO₂.

4.4.2.3 Chimica dell'atmosfera

La materia particolata o l'aerosol, sia che provengano da una sorgente naturale sia da una sorgente legata all'attività umana, si differenziano fra aerosol primari e aerosol secondari. Primarie si definiscono le particelle direttamente emesse da una sorgente (polveri sahariane, particelle emesse dagli incendi, dagli impianti di combustione, dai motori diesel) o i gas come gli ossidi di zolfo, gli ossidi di azoto prodotti da ogni tipo di combustione e dagli idrocarburi emessi anch'essi dal traffico veicolare, ma anche da alcune sorgenti naturali come le foreste. I secondari sono invece i prodotti derivanti dalla combinazione chimica di gas e particelle primarie, i cosiddetti precursori.

Cinque atomi giocano un ruolo fondamentale nel determinare la qualità dell'aria: idrogeno (H), ossigeno (O), azoto (N), carbonio (C) e zolfo (S), ordinati per grandezza crescente. Attraverso reazioni chimiche (l'anidride solforosa trasformata in solfato di ammonio, gli ossidi di azoto trasformati in nitrato di ammonio e gli idrocarburi che diventano molecole organiche più grandi e partecipano al ciclo di produzione dell'ozono) e processi di conversione da gas a particella (condensazione, nucleazione, coagulazione), diventano particelle secondarie il cui diametro varia da 0,1 a 1 µm. Tali particelle possono a loro volta aggregarsi e dar vita a particelle di diametro superiore.

Il particolato secondario è dunque il prodotto delle emissioni naturali e antropogeniche e dei fenomeni chimico-fisici cui è sottoposto nel tempo di residenza in atmosfera. Risulta alquanto difficile stimare il contributo di questa componente alla concentrazione misurata in una data postazione. È evidente che le politiche per la riduzione delle concentrazioni di particolato devono tener presente l'esistenza di questa componente, non strettamente locale, se non vogliono fallire.

Uno studio recente, relativo alla città di Berlino, ha riservato alcune interessanti conclusioni riguardo al PM₁₀ misurato in una postazione esposta al traffico autoveicolare:

un terzo del PM₁₀ totale è dovuto al contributo dell'aerosol secondario che come si diceva è un problema che travalica la scala locale;

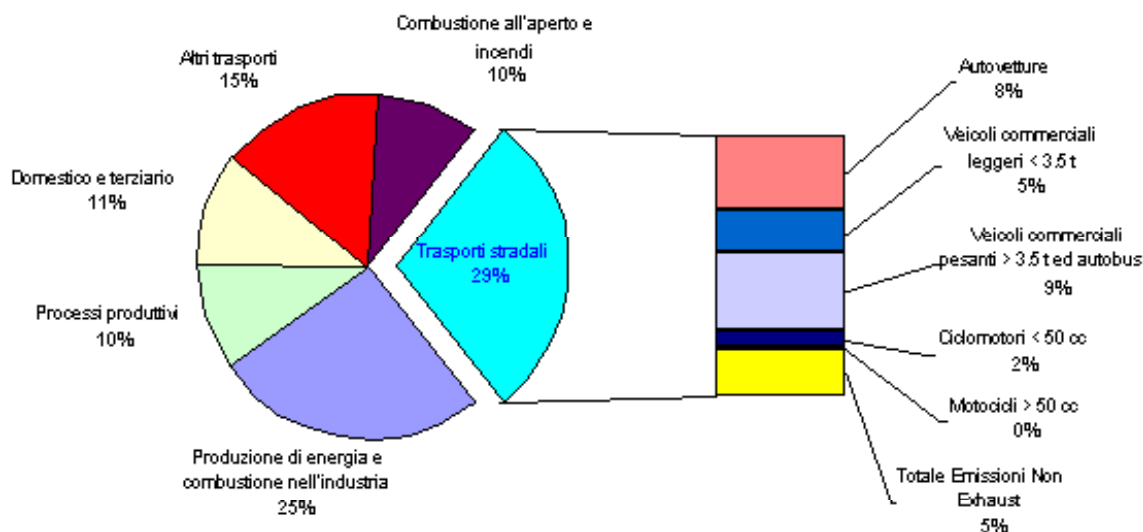
un altro terzo può essere attribuito a sorgenti locali di traffico;

il rimanente terzo proverrebbe da sorgenti al di fuori della città;

l'abrasione degli pneumatici e la risospensione prodotta dal passaggio dei veicoli ammonterebbe a circa la metà delle emissioni dal settore trasporti.

La complessità dei fenomeni descritti evidenzia quanto sia difficile procedere per questi inquinanti a stime quantitative analoghe a quelle di altre emissioni. L'APAT ha presentato la scorsa primavera una stima delle emissioni di PM₁₀ nel nostro Paese relativa al 1999. La figura seguente (4.33) mostra la distribuzione percentuale delle emissioni per i diversi settori. Il totale ammonta a circa 225.000 tonnellate annue. I settori dei trasporti e della produzione di energia contribuiscono insieme al 54% del totale.

Figura 4.33 - Emissioni di PM₁₀ in Italia per fonte e dettaglio del settore trasporti. Anno 1999 (%)



Fonte: ANPA, 2002

BOX - Effetti sulla salute del particolato atmosferico

La letteratura sugli effetti del particolato si arricchisce ogni giorno di nuove prove sulla pericolosità dell'inquinante. Recentemente sono stati pubblicati studi che evidenziano come le particelle ultrafini inalate passino alla circolazione sanguigna in pochi minuti, provocando un aumento della densità del sangue e con essa il rischio di patologie gravi nelle persone con problemi cardio-circolatori.

Altri studi epidemiologici hanno correlato l'aumento di infarti a due ore dal picco di concentrazione del PM₁₀.

Alcune tesi consolidate presentate dall'Organizzazione Mondiale della Sanità possono essere riassunte nei termini che seguono:

- variazioni di esposizione al PM₁₀ a breve termine sono associate ad effetti sanitari anche a concentrazioni basse;
- non esiste soglia al di sotto della quale nessun effetto è registrato;
- per esposizioni di 24 ore a concentrazioni comprese fra 0 e 100 µg/m³ di PM₁₀ la relazione fra esposizione ed effetti è lineare.

Considerando un campione di popolazione di un milione di persone che presenti un tasso di mortalità giornaliera di 33 morti e 25 ammissioni ospedaliere per problemi respiratori al giorno, è stato stimato l'incremento annuale delle morti e delle ammissioni ospedaliere dovute a problemi respiratori attribuibili a incrementi della concentrazione media annua di PM₁₀:

Incremento annuale medio PM ₁₀	Mortalità	Ammissioni ospedaliere
da 15 a 20 µg/m ³	36	38
da 15 a 25 µg/m ³	72	77
da 15 a 30 µg/m ³	108	115
da 15 a 35 µg/m ³	145	153
da 15 a 40 µg/m ³	181	192

I numeri sono abbastanza eloquenti e non hanno bisogno di commento, salvo ricordare che attualmente la media annua del PM₁₀ nelle principali città italiane è di gran lunga superiore a 40 µg/m³, con punte giornaliere in alcuni periodi dell'anno attorno a 100 µg/m³.

4.4.2.4 La nuova legislazione per il PM₁₀

Il 13 aprile 2002 la Gazzetta Ufficiale ha pubblicato il decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 2 aprile 2002 n. 60 con cui sono state recepite due fondamentali Direttive europee: la 1999/30/CE, concernente i valori limite di qualità dell'aria per il biossido di zolfo, il biossido di azoto, gli ossidi di azoto, le particelle ed il piombo, e la Direttiva 2000/69/CE relativa ai valori limite per benzene e monossido di carbonio.

Per il PM₁₀ sono previste due fasi con altrettanti valori limite da raggiungere gradualmente. Nella prima fase il valore limite per le concentrazioni medie giornaliere è posto a 50 µg/m³, da non superare per più di 35 volte in un anno, mentre il valore medio annuale non deve superare 40 µg/m³. Questi valori limite devono essere raggiunti il 1° gennaio 2005, mentre nel periodo che ci separa da quella data è previsto un margine di tolleranza in diminuzione annuale costante. Il margine di tolleranza era posto per il valore giornaliero e quello annuale rispettivamente a 25 µg/m³ e 8µg/m³ (in più rispetto a 50 e 40 µg/m³) alla data del luglio 1999 e deve scendere a 0 il primo gennaio 2005. La seconda fase prevista nella legislazione porta l'orizzonte temporale al 1 gennaio 2010, quando il valore limite per la media giornaliera sarà sempre 50 µg/m³, con solo 7 superamenti consentiti in un anno, mentre il valore medio annuale dovrà raggiungere 20 µg/m³.

I limiti relativi alla fase due non sono tuttavia definitivi e saranno confermati o meno da apposito e successivo atto comunitario.

Il raggiungimento dei valori limite previsti risulta un obiettivo molto impegnativo per alcune delle più importanti realtà urbane nazionali, che riportano valori medi annuali e valori medi giornalieri molto più elevati non solo del limite ma anche del margine di tolleranza applicabile. La strada da percorrere è molta ed il tempo a disposizione è ridotto, soprattutto se si pensa che i provvedimenti fin qui adottati sembrano poco efficaci anche nel breve periodo, mentre si rivelano totalmente inefficaci di fronte a condizioni meteorologiche avverse, quali i periodi di stagnazione invernali nelle pianure del Nord.

Nell'inverno 2001-2002, pur particolare per il lungo periodo di stabilità siccitosa, le reti lombarde ed emiliano-romagnole hanno superato in tre mesi il limite dei 35 superamenti annui, con valori medi giornalieri al di sopra dei 150 µg/m³.

È evidente che solo interventi strutturali sulla mobilità e sul sistema industriale porteranno a riduzioni stabili e non "meteodipendenti", e ciò presuppone anche una conoscenza approfondita delle fonti di emissione, dei meccanismi di trasformazione e dell'efficacia delle politiche di riduzione o, in altre parole, un forte legame fra ricerca e *policy making*.

4.4.2.5 Caratterizzazione del particolato atmosferico in area urbana

Come detto precedentemente, il particolato atmosferico è chimicamente molto complesso e disomogeneo. Esso contiene centinaia di specie organiche fra le quali gli idrocarburi policiclici aromatici (IPA) che si formano nell'incompleta combustione di carbone, olio combustibile, legno, benzina e gasolio. Gli IPA sono presenti anche in forma volatile o semi-volatile e la loro importanza sotto il profilo sanitario è nota fin dagli anni Quaranta, quando una serie di prove su animali da laboratorio dimostrarono la loro cancerogenicità.

Nella tabella seguente (4.13) sono elencati gli IPA che più facilmente si misurano nel particolato in condizioni ambientali *standard*, insieme al loro potenziale cancerogeno e all'importanza relativa del traffico urbano nella produzione del particolare composto.

Tabella 4.13 – Principali IPA e contributo del traffico alla loro produzione

IPA	Potenziale Cancerogeno (1)	Importanza relativa del traffico urbano (%)
Fenantrene	0	-
Antracene	0	40
Pirene	0	70
Benzo(a)Antracene	*	-
Crisene	*	-
Benzo(e)Pirene	0	-
Dibenzo(a,h,)Antracene	*	-
Benzo(a)Pirene	**	70
Fluorantene	0	50
Benzo(b)Fluorantene	**	75
Benzo(k)Fluorantene	**	65
Indeno(123c,d)Pirene	*	55
Benzo(g,h,i)Perilene	*	90
Coronene	0	>95

(1) 0: non cancerogeno, *: moderatamente cancerogeno, **:fortemente cancerogeno (massimo relativo: **)

Fonte: ENEA

Solitamente ci si riferisce al Benzo(a)Pirene come composto surrogato, e per esso la legislazione nazionale pone a 1 ng/m^3 il valore obiettivo calcolato come media mobile trascinata delle medie giornaliere. Le concentrazioni riportate in letteratura variano normalmente fra qualche frazione di ng/m^3 in località lontane da sorgenti antropiche a 100 ng/m^3 o più in aree urbane fortemente inquinate. I livelli di IPA sono solitamente maggiori durante il periodo invernale rispetto al periodo estivo e mostrano un andamento decrescente nel passaggio dalla città agli ambienti rurali.

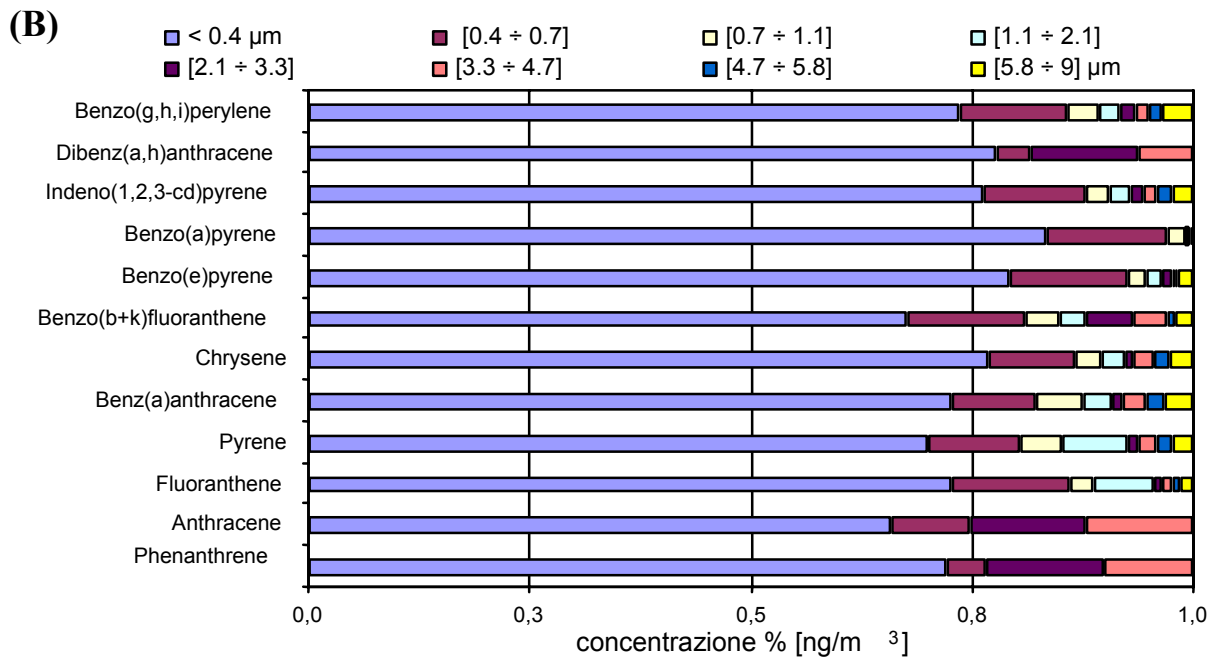
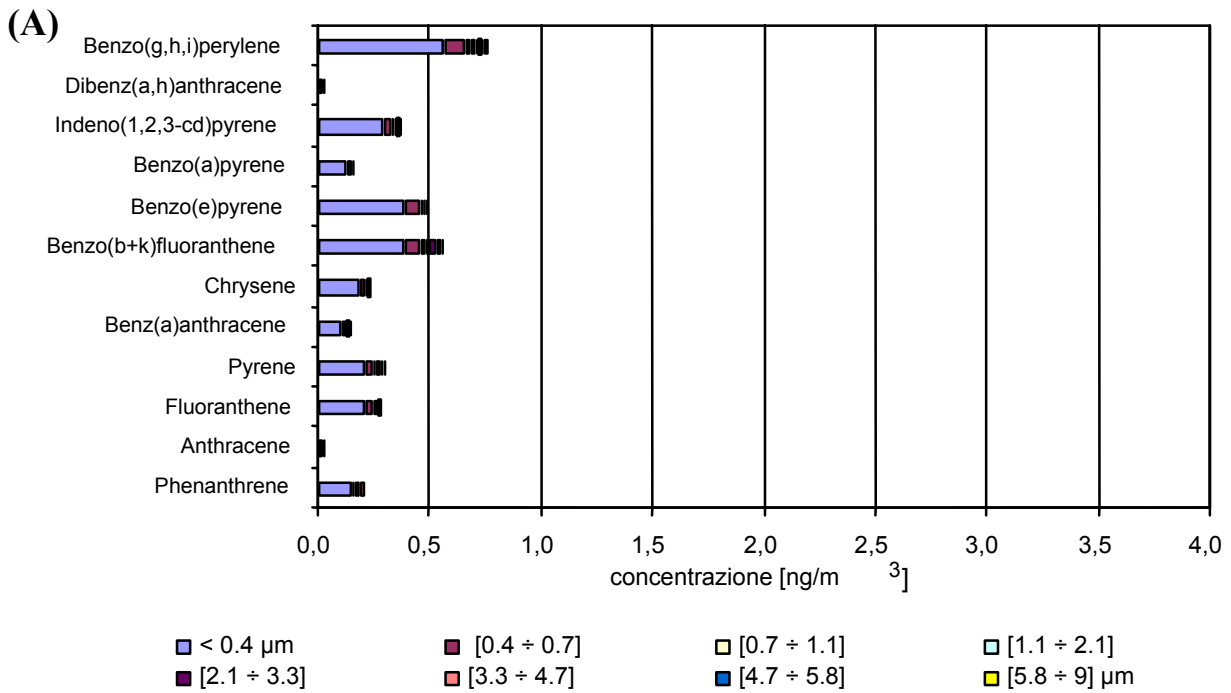
Nell'ambito del progetto "Prevenzione dell'Inquinamento da Benzene ed Idrocarburi Policiclici Aromatici (IPA)" dell'accordo di Programma fra Ministero Ambiente ed ENEA sono state svolte alcune campagne nelle aree urbane di Milano e Bologna.

Le figure che seguono (da 4.34 a 4.37) mostrano, a titolo di esempio, la suddivisione del particolato con diametro aerodinamico inferiore a $9 \mu\text{m}$ (PM_{10}) in diverse frazioni granulometriche, come media delle misure in diverse postazioni nelle città di Bologna (figure 4.34-4.35) e Milano (figure 4.36 e 4.37), e le concentrazioni assolute e percentuali degli IPA nelle stesse frazioni granulometriche.

Solitamente la misura degli IPA viene eseguita sul PM_{10} totale, ma utilizzando strumenti di misura che consentano il campionamento differenziale si possono associare alle diverse frazioni le concentrazioni di IPA.

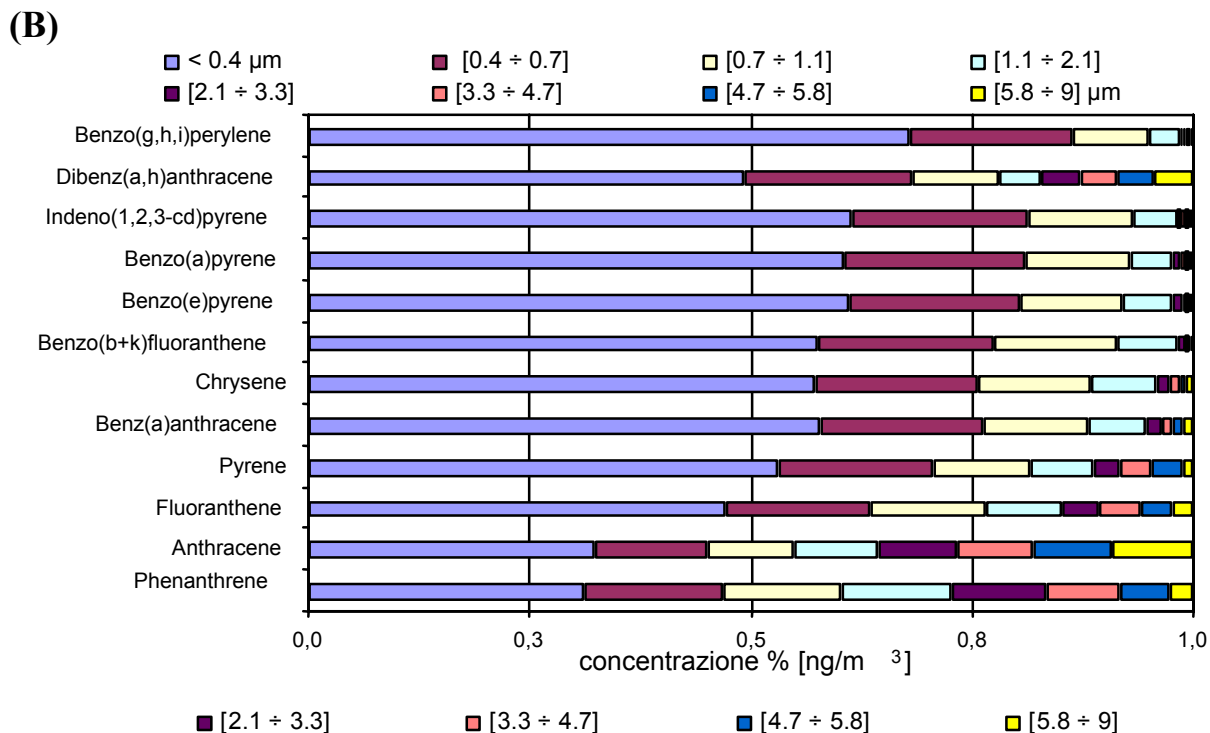
Nelle figure è interessante osservare con attenzione quali sono risultate le frazioni granulometriche più ricche di IPA.

Figura 4.34 – Concentrazioni degli IPA (A) e distribuzione percentuale (B) in diverse frazioni del particolato aerosospeso a Bologna. 22-28 maggio 2000



Fonte: ENEA

Figura 4.35 – Concentrazioni degli IPA (A) e distribuzione percentuale (B) in diverse frazioni del particolato aerosospeso a Bologna. 5-11 febbraio 2001

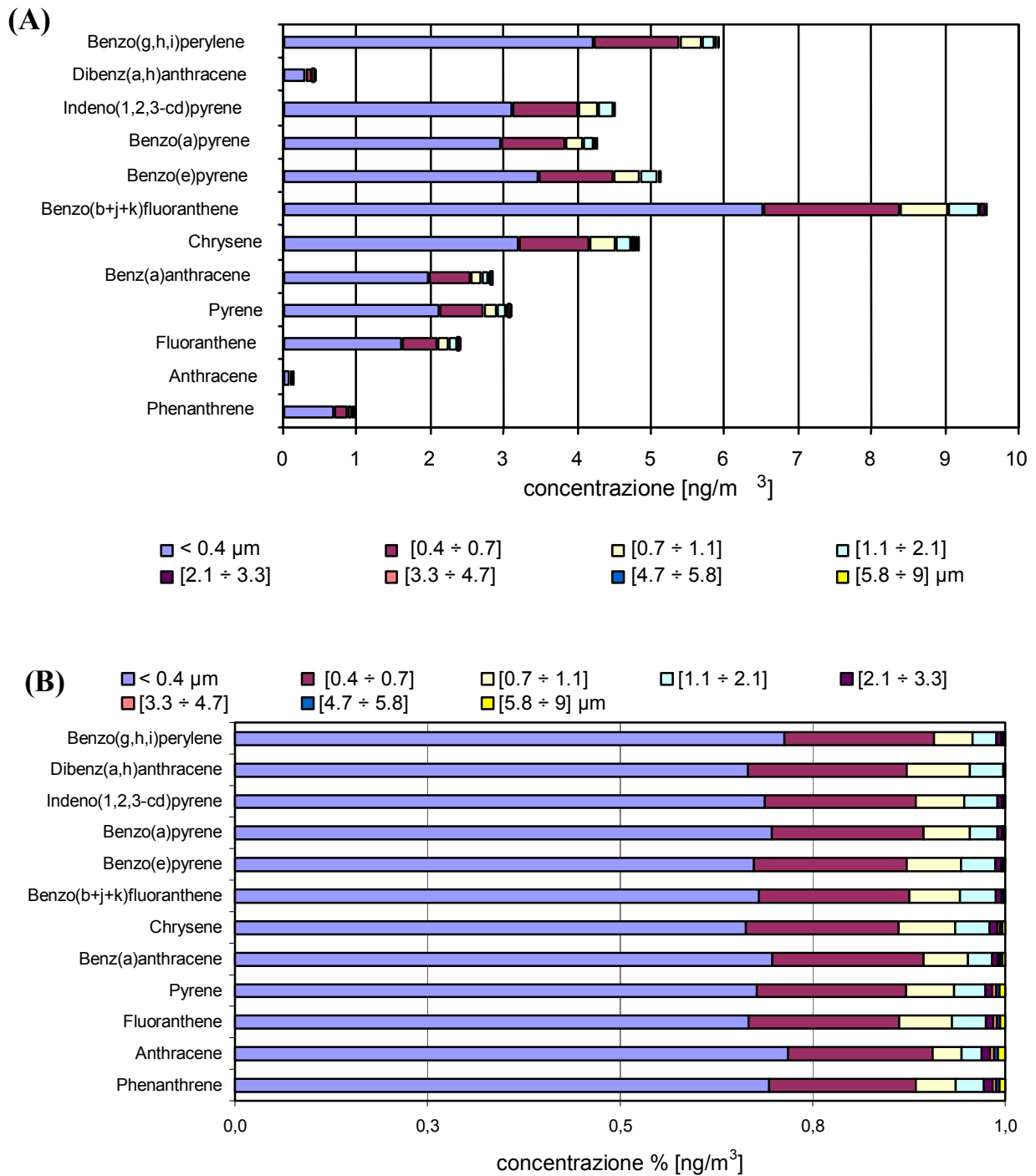


Fonte: ENEA

Come si osserva dalle figure, il tipo di misura e di analisi effettuate ha permesso di attribuire a ciascuna frazione granulometrica una concentrazione in IPA sia assoluta che percentuale.

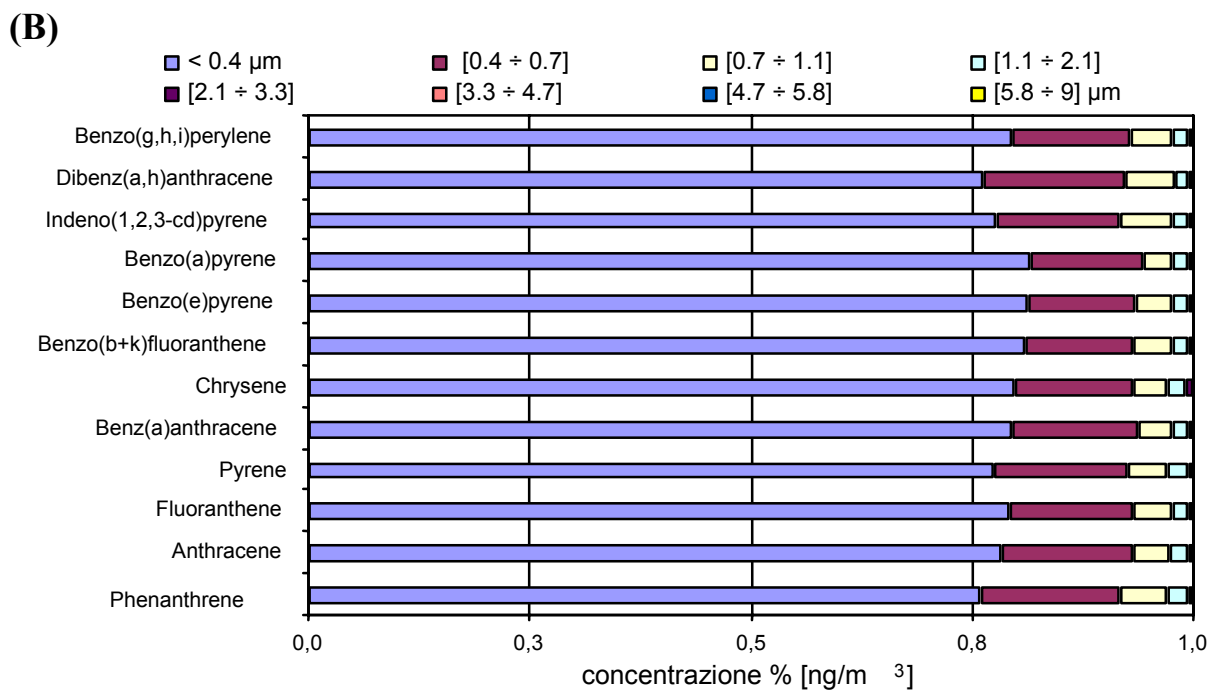
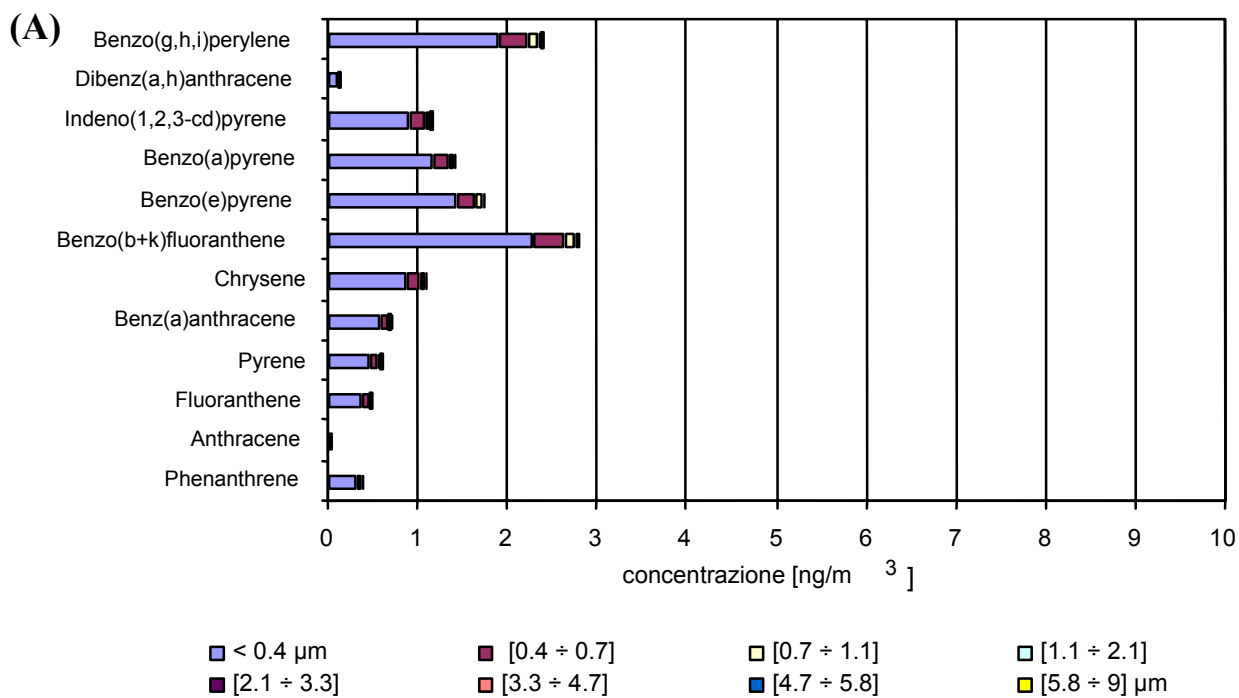
In ognuna delle figure mostrate i grafici indicati con B mostrano per esempio che quasi l'80% degli IPA (con qualche differenza marginale fra un composto e l'altro) è veicolato da particelle molto fini (diametro compreso fra 0,4 e 0,7 μm), fatto determinante nella valutazione del rischio sanitario.

Figura 4.36 – Concentrazioni degli IPA (A) e distribuzione percentuale (B) in diverse frazioni del particolato aerosospeso a Milano. 11-17 dicembre 2000



Fonte: ENEA

Figura 4.37 – Concentrazioni degli IPA (A) e distribuzione percentuale (B) in diverse frazioni del particolato aerosospeso a Milano. 1-7 ottobre 2001



Fonte: ENEA

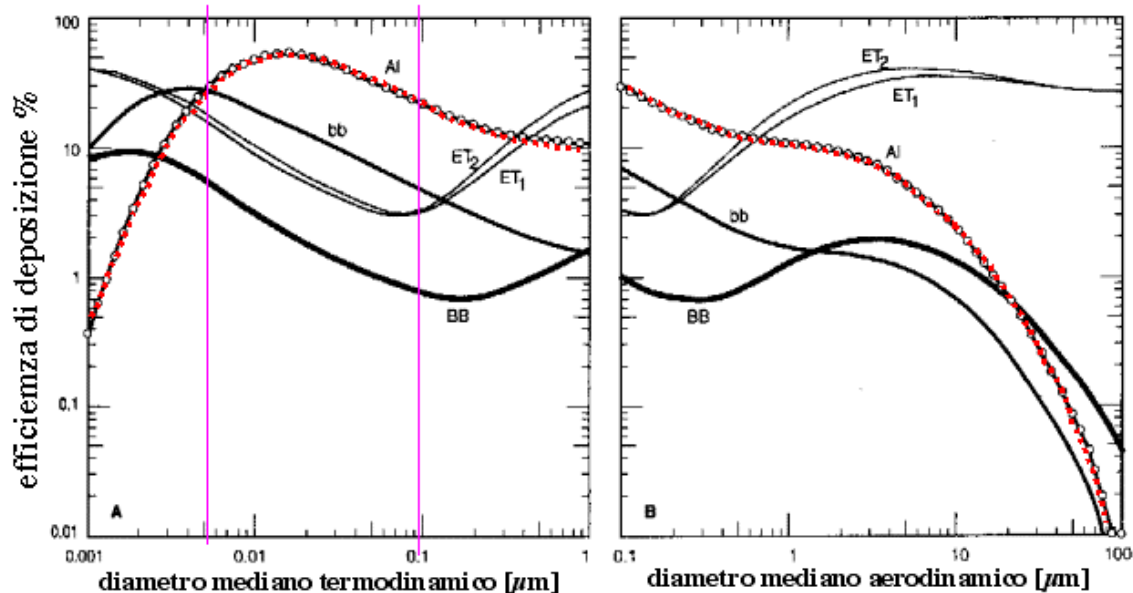
Tale fatto, se tralasciamo alcuni lievi scostamenti, appare una costante non dipendente né dal periodo di misura né dal luogo. Le particelle con diametri superiori contribuiscono solo marginalmente o non contribuiscono affatto, come nel caso delle due campagne di Milano, al totale (figure 4.36 e 4.37).

BOX - La deposizione polmonare del particolato e degli IPA

La suddivisione del particolato in funzione della granulometria e l'analisi chimica delle masse delle diverse frazioni è importante perché permette di impiegare un modello per la stima della deposizione polmonare nei vari distretti dell'apparato respiratorio. Allo scopo è stato utilizzato un modello di deposizione polmonare che suddivide l'albero respiratorio umano in cinque regioni, per ognuna delle quali vengono calcolate le deposizioni del particolato inalato in funzione del diametro. Le regioni considerate sono:

- Regioni extratoraciche
 - ET1 = regione delle vie aeree nasali anteriori (naso, passaggio posteriore del naso)
 - ET2 = regione delle vie aeree nasali posteriori (faringe, laringe)
- Regioni toraciche
 - BB = regione bronchiale (trachea e bronchi)
 - bb = regione bronchiolare
 - AI = regione alveolare ed interstiziale

Deposizione regionale nell'albero respiratorio*



* lavoratore standard, inspirazione nasale media 1.2 m³/h, densità particelle 3 g/cm³,
fattore forma 1.5

Per il calcolo delle deposizioni è stato utilizzato il programma LUDEP (LUng Dose Evaluation Program) che è l'implementazione del modello del tratto respiratorio umano per la radioprotezione della Pubblicazione 66 dell'ICRP (International Commission on Radiological Protection).

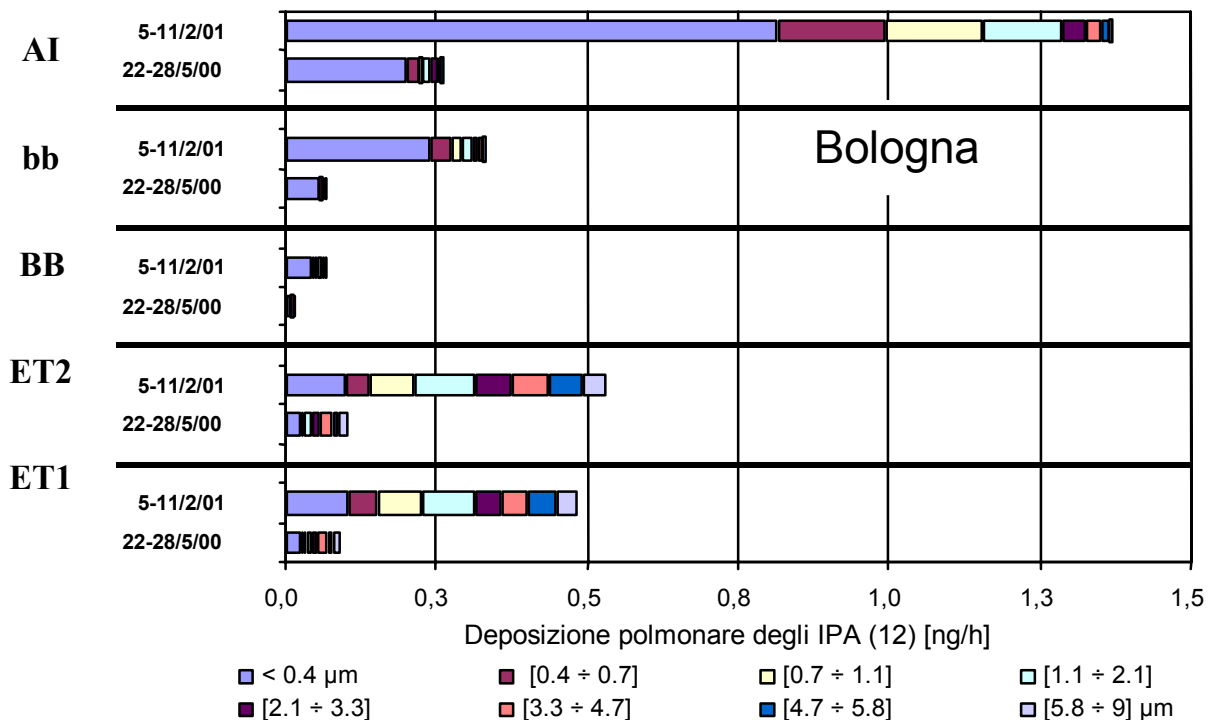
Il programma calcola le curve di efficienza di deposizione per distribuzioni lognormali di aerosol da 0,6 nm a 100 μm, considerando per ogni particella l'effetto combinato della:

- ◆ deposizione aerodinamica dovuta alla massa della particella (processi di impatto e di sedimentazione)
- ◆ deposizione termodinamica dovuta alle dimensioni della particella (processo di diffusione Browniana).

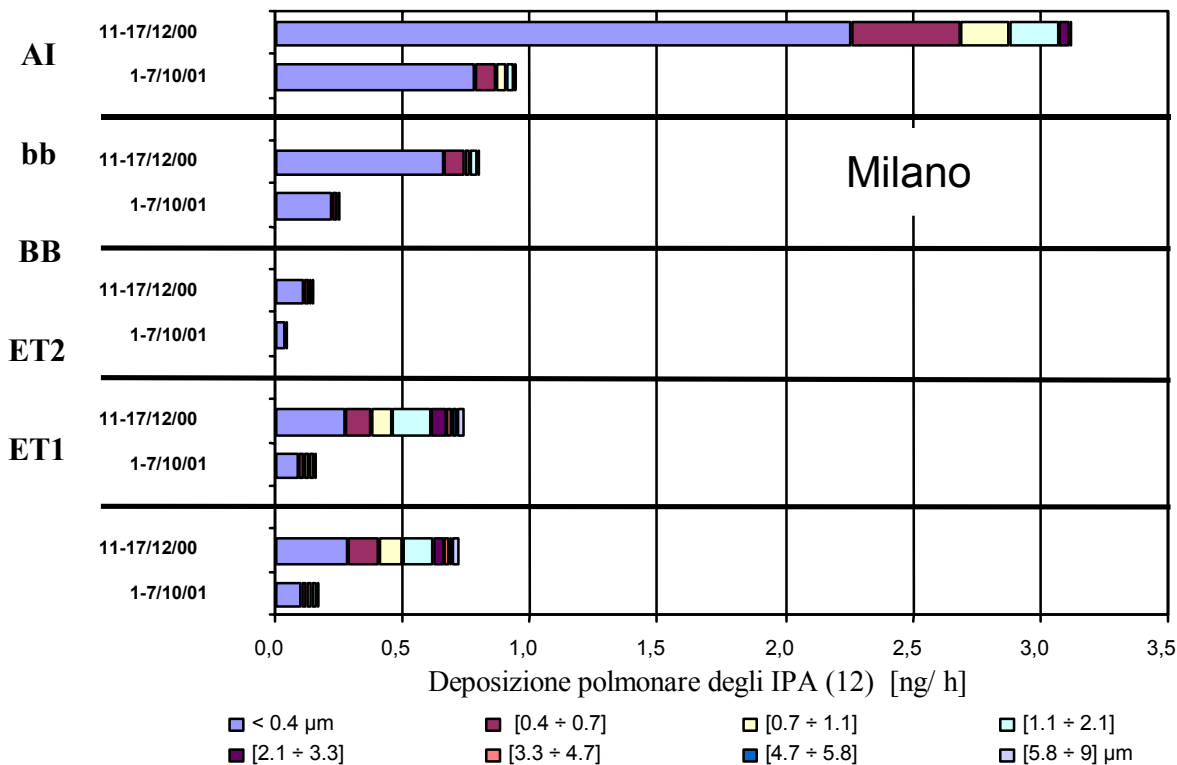
Gli effetti sono sinteticamente riconducibili agli andamenti dell'immagine precedente.

In ingresso al programma vengono usati il diametro medio aerodinamico equivalente in massa e la deviazione *standard* della distribuzione, la densità ed il fattore di forma dinamico delle particelle.

L'immagine che segue riporta a titolo di esempio i risultati dei calcoli di deposizione polmonare per la totalità degli IPA per un individuo maschio adulto. Si suppone anche che il soggetto sia seduto e respiri dal naso l'aria in una data postazione per un'ora di esposizione.



Gli IPA vengono depositati soprattutto nel tratto alveolare, dove non esistono meccanismi naturali di rimozione, veicolati per lo più da particelle di diametro inferiore a 0,4 μm, che difficilmente sono intercettate nelle altre regioni.



Questo risultato mette in luce come la predominanza di frazioni fini nello spettro granulometrico del PM₁₀ aumenti il rischio per la salute umana in modo ancor più forte di quello che si può supporre riferendo le stime al PM₁₀ nella sua globalità.

I risultati, anche se mostrati brevemente e parzialmente, possono aiutare nella definizione di politiche volte alla riduzione delle emissioni e quindi delle concentrazioni di particolato. L'essenza delle questioni in gioco può essere riassunta in pochi punti fondamentali:

- le concentrazioni di particolato nelle nostre città sono elevate ed insostenibili anche alla luce della composizione granulometrica che pare privilegiare frazioni fini e ultrafini;
- misure limitate nel tempo e nello spazio non sono utili per ridurre stabilmente le concentrazioni di particolato;
- misure parziali come le targhe alterne riducono solo di qualche punto percentuale il numero di veicoli circolanti (in alcune città italiane si sono registrate riduzioni non superiori al 20% del totale del parco circolante), ma al contrario possono condurre ad effetti perversi quali l'aumento del numero di immatricolazioni al fine di assicurarsi un'auto con la targa "giusta";
- il problema della riduzione del particolato deve essere integrato nelle politiche per la riduzione dell'ozono e dei suoi precursori;
- il favorire la penetrazione di motori diesel di nuova generazione deve essere attentamente valutato alla luce del possibile aumento delle frazioni ultrafini di particolato;
- l'introduzione di nuovi combustibili per le flotte deve essere attentamente valutata e la leva fiscale dovrebbe essere utilizzata solo in presenza di documentate prove condotte da laboratori e istituzioni pubbliche;
- occorre ridurre il contributo dovuto alla risospensione riducendo comunque il numero di veicoli circolanti;
- occorre valutare l'apporto di particolato al seguito di fenomeni circolatori a grande scala e quello relativo alle fonti geogeniche presenti nel Paese.

4.5 LA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE E LA VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA

4.5.1 La valutazione di impatto ambientale dopo il decreto legge 7 febbraio 2002

La valutazione di impatto ambientale (VIA) delle centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MWt faceva riferimento all'allegato IV del DPCM 27/12/1988. All'inizio del 2002, con la pubblicazione del decreto legge n. 7 del 7 febbraio 2002, il cosiddetto decreto "sbloccacentrali", e della successiva legge di conversione n. 55 del 9 aprile 2002, tale procedura è stata modificata con l'eliminazione dell'allegato IV. Il decreto, abolendo l'allegato, ha sostanzialmente modificato due punti fondamentali della vecchia procedura: l'integrazione con esperti esterni della commissione VIA e la procedura di inchiesta pubblica. La procedura di VIA, pur rimanendo parte integrante e necessaria del procedimento di autorizzazione di una nuova centrale, il quale compete in ultima istanza al Ministero delle Attività Produttive (MAP), ne viene profondamente modificata. L'abolizione parziale di una norma, finalizzata all'ottenimento di una maggior semplificazione, non risolve tutti i problemi ma ne apre degli altri che devono comunque trovare una soluzione. Gli esperti esterni di altre Amministrazioni dello Stato previsti dall'allegato IV (ENEA, APAT, ISPESL, ISS, CNR), a cui si aggiungevano tre esperti nominati dalla Regione, non vengono più designati, ma permane immutata la necessità di supportare la Commissione VIA con consulenze tecniche di elevata qualificazione. Parimenti, l'eliminazione dell'inchiesta pubblica, luogo di identificazione delle istanze locali e di mediazione del conflitto, non elimina il conflitto ma solo la sua formalizzazione. La nuova normativa, ispirata ai temi della sicurezza energetica e quindi della prevenzione da potenziali *black-out* elettrici, consentiva agli operatori che avevano in corso un procedimento di VIA iniziato precedentemente alla data del decreto di optare per la nuova norma entro il 15 aprile scorso. Al di là delle oggettive e iniziali difficoltà, dovute all'abolizione di una prassi consolidata e collaudata, gli operatori si sono trovati a dover prendere decisioni rilevanti in una situazione di incertezza dove, a fronte dell'abolizione di una norma, non appariva chiaro il nuovo quadro di riferimento. Lo stesso nome attribuito comunemente al decreto lasciava intendere che l'obiettivo primario fosse quello di superare una procedura che appariva lunga e incerta, specie per la necessità di procedere alla richiesta di integrazioni e chiarimenti. A tale difficoltà si è ovviato inserendo termini procedurali più perentori, che dovrebbero garantire gli operatori del mercato sui tempi autorizzativi, mentre la semplificazione dell'iter procedurale è stata conseguita inserendo la centrale e le opere connesse tra le opere di "pubblica utilità", e in quanto tali soggette all'autorizzazione unica del MAP.

Il quadro non è ancora chiaro anche alla luce del perdurante contrasto di competenze sulla materia tra Stato e Regioni. Lo scorso settembre, in sede di Conferenza Unificata, è stato approvato un accordo per l'esercizio delle funzioni di rispettiva competenza tra Stato ed Enti locali e sono stati definiti dei criteri di valutazione dei progetti che dovrebbero consentire di risolvere anche i casi in cui più progetti venissero ad insistere sul medesimo territorio.

4.5.2 I nuovi impianti di produzione di energia elettrica

Nella tabella 4.14 è riportato il quadro delle procedure di VIA a partire dal processo di liberalizzazione avviato nel 1999. I numeri risultano differenti da quelli presentati nel Rapporto Energia e Ambiente 2001 poiché, per effetto delle norme di liberalizzazione del mercato della produzione di energia elettrica, era stato presentato, a suo tempo, un elevato numero di progetti con la relativa dichiarazione di "inizio studi" al MATT, rivelatosi poi inconsistente. In tabella sono riportati tutti i progetti, anche quelli per i quali i proponenti hanno deciso di avvalersi della possibilità di optare per la nuova procedura. Dall'analisi incrociata delle diverse fonti emerge come pochi dei vecchi progetti abbiano usufruito dell'opzione prevista dalla nuova legge, mentre molti sono i progetti che risultano "sospesi" per diverse motivazioni.

Ad oggi le procedure concluse sono 22, per un totale di oltre 11.000 MW approvati con decreto dal Ministero dell'Ambiente. La loro distribuzione territoriale (figura 4.38) mostra una evidente polarizzazione tra il Nord e il Sud del Paese.

Le centrali approvate, in termini di potenza prevista, rappresentano una quota significativa dell'attuale potenza elettrica installata in Italia: circa il 20% della potenza disponibile alla punta di richiesta. Pur se il tempo necessario per ogni procedura di VIA è stato superiore a quello previsto dalla legge, il numero di centrali già oggi approvate, se effettivamente venissero costruite, dovrebbe scongiurare i pericoli richiamati dallo stesso decreto sbloccacentrali. Il numero complessivo di centrali di potenza superiore a 300 MW oggi in procedura risulta pari a 60 unità, e comprende sia nuovi impianti che il ripotenziamento di impianti esistenti.

La scelta dei luoghi di costruzione delle nuove centrali risponde a logiche diverse, per cui non è facile interpretare la distribuzione territoriale dei progetti. Se da una parte la vicinanza dei siti alle strutture di approvvigionamento e trasporto dell'energia (gasdotti ed elettrodotti) è un prerequisito indispensabile, dall'altra motivazioni quali la presenza di aree industriali dismesse, la prossimità ad aree di forte consumo o a nuovi distretti industriali e la disponibilità delle amministrazioni locali hanno un peso importante e diverso da caso a caso.

In generale, la distribuzione di un elevato numero di progetti nelle regioni del Nord appare coincidere con aree di elevata domanda di energia fortemente industrializzate, mentre i progetti presentati nelle Regioni del Sud trovano varie motivazioni, non ultime la disponibilità di aree, il deficit di produzione di alcune Regioni e le opportunità economiche e sociali che impianti di tali taglie possono creare.

Tabella 4.14 - Procedure di VIA per le centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW termici. 1999-15.11.2002

Progetti	n.	Potenza (MWe)	Nord	Centro	Sud
Richieste autorizzazioni in corso	59	33.500	29	14	16
Procedure VIA concluse	22	11.359	11	1	10
TOTALI	81	44.879	40	15	26

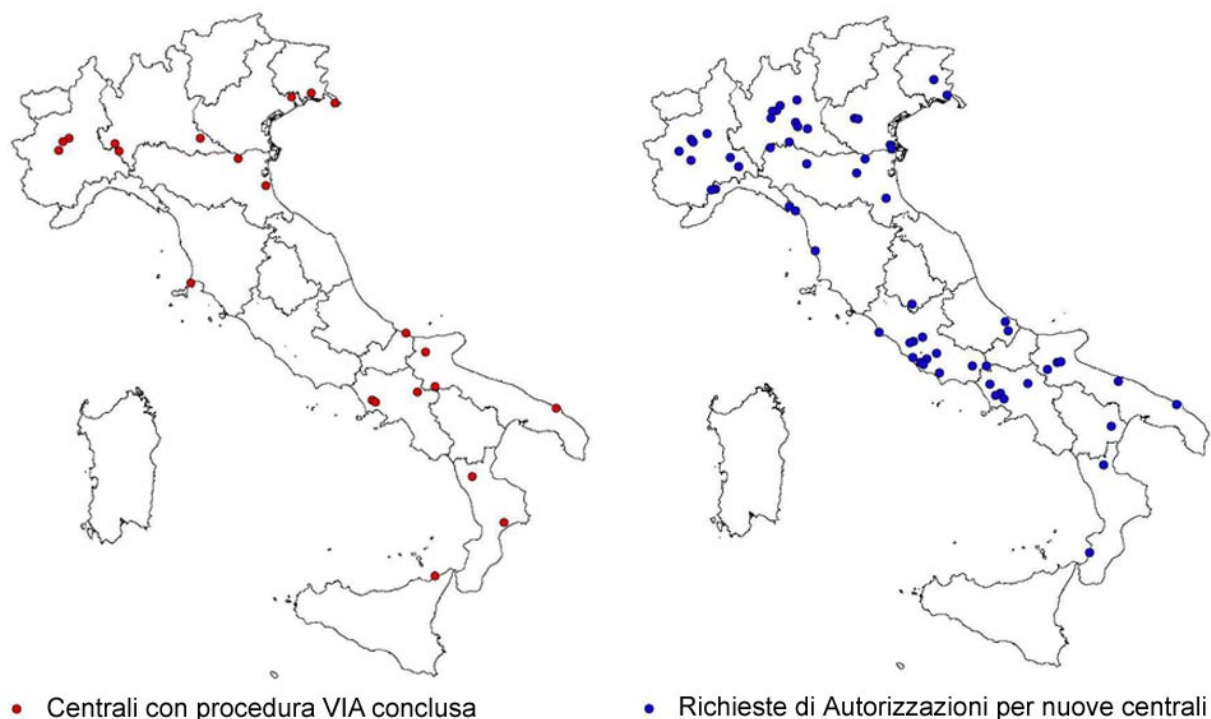
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati di fonti diverse (MATT, MAP e GRTN, 2002)

N.B.: "in corso": al momento effettivamente in istruttoria; in questa categoria sono comprese anche le procedure sospese.

"concluse": per cui si è conclusa l'istruttoria tecnica con parere e decreto VIA.

Per "potenza" si intende quella installata, nel caso di ripotenziamenti di centrali esistenti sono stati considerati solo i MWe aggiuntivi.

Figura 4.38 - Distribuzione territoriale delle proposte di impianti con procedura di VIA al 15/11/2002



Fonte: Elaborazioni ENEA sulla base dei decreti VIA pubblicati e dei documenti ufficiali MAP e GRTN

4.5.3 La valutazione ambientale strategica per le misure energetico-ambientali nei programmi europei di finanziamento

Con la Direttiva 2001/42/CE, riguardante la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente, la Commissione europea si è posta l'obiettivo di anticipare, già nelle fasi di pianificazione, l'individuazione delle condizioni di sostenibilità ambientale nelle scelte di piano.

Gli obiettivi di tale valutazione, denominata "valutazione ambientale strategica" (VAS), sono quelli di assicurare un elevato livello di protezione dell'ambiente e di contribuire all'integrazione delle considerazioni ambientali, al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile, sia all'atto dell'elaborazione di piani e programmi sia all'atto della adozione degli stessi.

Alla VAS di piani e programmi, che dovrà essere adottata negli ordinamenti nazionali entro il 2004, si possono ricondurre alcune applicazioni della pianificazione territoriale già previste nella legislazione di alcune Regioni, ad esempio in materia urbanistica o di VIA (figura 4.38).

L'applicazione della VAS al settore dell'energia discende dalla sempre più diffusa consapevolezza che la tutela dell'ambiente si può attuare sia con misure mirate (criteri di soglia di emissione, tipici della VIA) che con misure di programmazione, che considerino il territorio come un unico sistema dal punto di vista economico, sociale e ambientale.

Questo processo si innesta sulla normale attività giuridica e normativa che gli Stati e le Organizzazioni internazionali svolgono per cogliere le modificazioni sociali.

Avviene così che, se da una parte le funzioni di controllo e tutela dell'ambiente si stanno specificando sempre di più, con una progressiva e migliore definizione delle strutture organizzative e delle risorse necessarie, dall'altra si complicano le definizioni dei ruoli che i vari soggetti possono e devono svolgere nella tutela ambientale, al di là delle difficoltà di definire dal punto di vista giuridico il termine ambiente.

La UE, come si evince dalla letteratura giuridica in materia, ha avuto un approccio pragmatico

al problema, intervenendo più sui modi di controllo che sulla definizione teorica di ambiente; appare chiaramente che uno dei modi più efficaci di controllare è quello di definire le metodologie di erogazione dei fondi.

Se si pone attenzione al fatto che larga parte dei fondi regionali, comunali e provinciali è di derivazione di programmi comunitari, si capisce immediatamente il peso della posizione UE sui modi di controllo e tutela dell'ambiente.

Qualunque sia quindi la procedura VIA adottata dallo stato di riferimento per la definizione dei progetti di nuovi insediamenti energetici (si ricorda comunque che la procedura VIA deve essere fatta rispettando i criteri UE specifici), appare infatti evidente che le Regioni dovranno soddisfare le richieste di VAS per accedere a risorse ben più rilevanti ai fini dello sviluppo territoriale.

Il rapporto tra VAS e VIA potrebbe essere definito "di complementarità", all'interno di un processo di valutazione composto di più fasi e livelli differenti.

In realtà, l'oggetto delle due procedure di valutazione è diverso per natura, complessità e dimensioni: l'oggetto della VAS è il programma o piano (pubblico), mentre quello della VIA è il progetto; la scala di valutazione è di tipo locale per la VIA e almeno regionale per la VAS; la finalità della VIA è principalmente la verifica di come il progetto interferisca con le componenti ambientali, mentre la VAS si pone l'obiettivo di verificare la rispondenza del programma di sviluppo agli obiettivi di sviluppo sostenibile.

A fronte delle differenze, comunque, nel momento in cui la VAS diventerà pienamente operativa esisterà un problema di "coordinamento" delle due procedure, per evitare ridondanze. Ciò che occorre ricordare, però, è che il rapporto tra le due, per loro intrinseca natura, è tale che la programmazione dovrà prevedere delle linee di sviluppo che giustifichino i successivi interventi, e quindi la procedura di VIA, relativa a singole opere, anche nel campo energetico.

La VAS racchiude quindi le procedure di valutazione proprie dell'inserimento di nuove tecnologie per grandi impianti energetici o produttivi, e le collega con le valutazioni di carattere gestionale-sistemico, proprie di settori ad alta utilizzazione territoriale, tipicamente i trasporti e le reti energetiche. La VIA, avendo ad oggetto singoli progetti, si concentra sulle caratteristiche tecnologiche. Tale approccio, può potenzialmente produrre degli impatti ambientali più rilevanti di quelli che la tecnologia mitiga, proprio perché questa viene considerata in modo avulso dal contesto territoriale. La VAS, invece, cerca di ovviare a ciò e fornire un quadro d'insieme.

4.5.3.1 La procedura VAS

Nella VAS sono contenuti alcuni dei principi più avanzati nel campo della tutela ambientale, individuabili nella:

- non esclusiva rilevanza delle variabili quantificabili e misurabili in termini monetari, quasi una de-economicizzazione dello sviluppo e del sistema economico;
- esplicitazione dei rischi derivati da attività concorrenti dal punto di vista territoriale;
- costruzione di un sistema di partecipazione consapevole;
- utilizzazione di indicatori sia quantitativi che qualitativi.

Dal punto di vista scientifico, le discipline coinvolte sono la scienza economica, le scienze ambientali, la sociologia, mentre si pone in modo esplicito il superamento del puro e semplice intervento tecnologico (legato alla definizione di tecnologie e/o soglie sostenibili).

Il primo punto attiene al rapporto economia ed ambiente; il secondo punto al rapporto tra rischi diretti ed indiretti e supera e completa il principio di soglia di rischio; il terzo attiene al rapporto tra sociologia ed ambiente; il quarto infine, attiene alla necessità di misurare i fenomeni, che può essere soddisfatta anche ricorrendo a delle valutazioni di tipo qualitativo, laddove non risulti possibile quantificare tutto.

Le discipline sopra citate, e coinvolte in un processo di VAS, richiamano il cosiddetto

“triangolo della sostenibilità”. Gli elementi considerati necessari sono quindi l’ambiente, l’economia e la società, a cui è necessario aggiungere, per la sua centralità, l’elemento istituzionale. La sostenibilità ambientale dello sviluppo economico, infatti, richiede una efficiente Pubblica Amministrazione, dotata di buoni strumenti di analisi e di una visione di lungo periodo.

D’altronde, se ciò non fosse vero, non si spiegherebbero gli sforzi fatti negli ultimi anni, anche in sede di UE, per dotare la Pubblica Amministrazione, a tutti i livelli, sia centrali che locali, di personale esperto in materia di sviluppo sostenibile, pianificazione e impatto energetico.

Gli obiettivi sovrastrutturali della VAS sono riconoscibili nel contributo alla definizione di politiche di gestione uniformi tra i vari territori, europei ma anche nazionali, e all’ottimizzazione dell’uso delle risorse.

Ogni VAS comporta per il soggetto attuativo la massima chiarezza su almeno quattro elementi:

- i tempi del processo decisionale;
- il concetto di piano;
- il modo di formare gli obiettivi;
- la valutazione del raggiungimento degli obiettivi.

Appare necessario approfondire le differenze, o margini di autonomia possibili, per le autorità locali, e quali sono gli elementi vincolanti.

I primi tre punti possono essere anche differenziati come risultati, anzi in particolare dipenderanno dalle risorse economiche ed umane messe in campo, oltre che dal grado di priorità dato e/o individuato e/o accettato dei problemi. Essi godono quindi di un notevole grado di autonomia, posto che ciascuna comunità ha delle peculiarità sociali, ambientali, geografiche, economiche che influenzano, in base ai paradigmi culturali e politici prevalenti, i concetti di tempo, piano, obiettivo.

Il quarto punto invece è non solo il più complicato, ma anche il più rigidamente inteso da parte della UE. Ad esso infatti si collegano i concetti di monitoraggio e di *feed back*, che sono essenziali per una corretta applicazione della VAS.

Non è questa la sede per definire in modo approfondito i concetti di monitoraggio e di *feed back*, ma in merito va comunque ribadito che un monitoraggio, per essere universalmente accettato deve essere compiuto con metodologie universalmente concordate, per cui la scelta degli indicatori, la validità delle fonti, e al limite le stesse tecnologie di misura usate per la VAS devono rientrare tra quelle discusse ed accettate dalla comunità scientifica nazionale ed internazionale.

Da questo dipende anche la validità dei risultati del *feed back* dichiarato da chi attua la VAS.

Il metodo comunemente accettato è individuabile nello schema DPSIR (*Driving forces, Pressure State, Impacts, Responses*) e nella contabilità ambientale allargata ai soggetti sociali ed alle esternalità.

Tutto ciò richiede l’uso di indicatori quantitativi e qualitativi e, ove possibile, anche di modelli matematici previsionali.

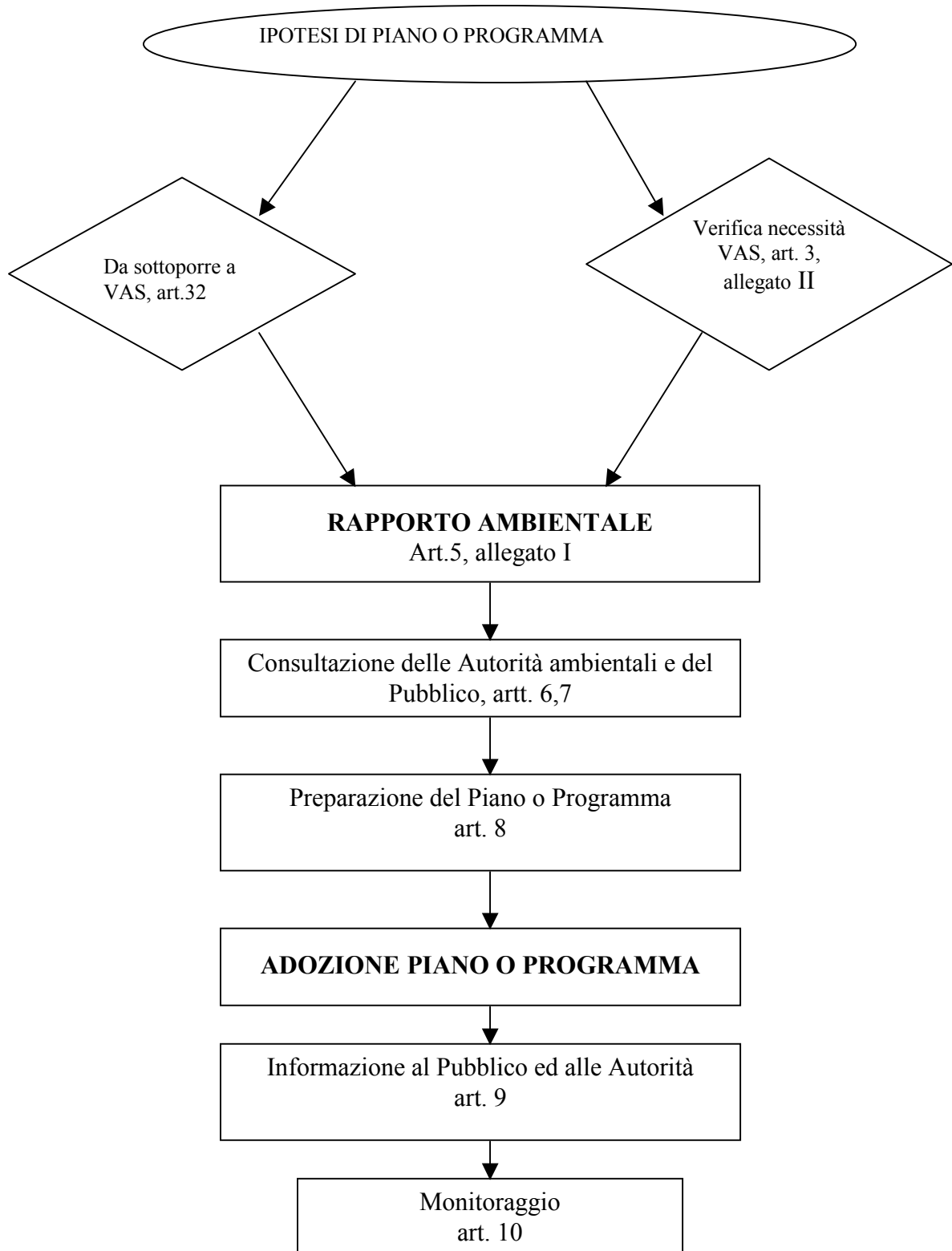
Anche altri strumenti di analisi usano le stesse metodologie, tipicamente i bilanci ambientali, la VIA, le Agende 21, le norme IPPC ed EMAS, ma la VAS non si può considerare un semplice nuovo strumento, ma piuttosto un’azione che, usando le stesse metodiche, si interfaccia con gli altri strumenti già in essere, completandone ed indirizzandone le azioni ed i risultati.

Si può quindi dire che l’applicazione della VAS determina l’individuazione di opere (progetti sottoposti a VIA o no) ed azioni (norme, leggi, regolamenti) su quanto in tema di sviluppo territoriale ha effetti ambientali.

La base normativa europea della VAS è rintracciabile nella Direttiva 2001/42/CE del 27 giugno 2001, che deve essere recepita dall’Italia entro il 2004, i cui scopi sono raggiungere un alto livello di protezione ambientale, promuovere uno sviluppo sostenibile, arrivare a considerare l’ambiente in ogni decisione (figura 4.39).

Figura 4.39 - Schema procedurale VAS ai sensi della Direttiva europea

VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA
DIRETTIVA 2001/42/CE



Fonte: ENEA

A livello decentrato non tutte le Regioni italiane si sono attrezzate con specifiche normative in relazione alla VIA e alla VAS. Le Regioni che hanno promulgato, ad oggi, leggi in materia sono le seguenti:

Regioni con leggi di VIA: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli V. Giulia, Lazio, Liguria, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia;

Regioni con leggi contenenti riferimenti alla VAS: Basilicata, Emilia Romagna, Liguria, Piemonte, Puglia.

4.5.3.2 La VAS nella programmazione dei fondi strutturali

Secondo il trattato di Amsterdam gli strumenti finanziari dell'Unione europea, quali i Fondi Strutturali (FS), devono operare simultaneamente, e in una prospettiva di lungo termine, a favore della crescita economica, della coesione sociale e della tutela dell'ambiente, in altre parole a favore dello sviluppo sostenibile.

L'integrazione delle considerazioni ambientali nella definizione e nella attuazione delle azioni finanziate dai FS, ed il rispetto della normativa comunitaria di settore, sono quindi espressione di una ben precisa volontà politica dell'Unione; ciascuno Stato membro e ciascuna Regione, pur essendo liberi di definire le proprie priorità di sviluppo, non possono non tenere conto di questo solido principio trasversale che deve permeare l'intero processo di programmazione.

Man mano che questi orientamenti acquisivano valenza politica è apparsa sempre più stringente la necessità di ottimizzare il coordinamento e la collaborazione tra le autorità responsabili della gestione dei piani e/o dei programmi e le autorità o i settori competenti in materia ambientale.

Le autorità ambientali

Nel ciclo attuale di programmazione dei FS (2000-2006), il compito di incentivare l'integrazione della variabile ambientale nel processo di pianificazione (è questo il concetto base della Valutazione Ambientazione Strategica) è attribuito alle Autorità Ambientali (AA) regionali e nazionale (MATT), quali nuove figure istituzionali create per dare continuità e legittimazione al ruolo ancora non ben definito che i responsabili ambientali avevano ricoperto nella precedente fase di programmazione (1994-1999).

Se possiamo individuare nel trattato di Amsterdam il contesto giuridico per collocare la figura dell'AA tra i soggetti attuatori della volontà politica dell'Unione in materia di ambiente, è nel Quadro Comunitario di Sostegno (QCS) che si delinea in modo netto il ruolo che essa ricopre.

Oggi ogni Regione italiana ha istituito la propria AA; essa collabora con i responsabili della gestione dei vari Programmi Operativi Regionali (POR) anche grazie alla sovrastruttura della "Rete nazionale delle Autorità Ambientali e delle Autorità della Programmazione dei Fondi Strutturali Comunitari 2000-2006", cui sono attribuiti dallo stesso QCS compiti di indirizzo e coordinamento.

Al fine di assicurare un efficace esercizio delle funzioni che le AA devono assolvere, e a supporto delle loro strutture tecnico-amministrative, sono state istituite in tutte le Regioni Obiettivo 1 (ed in alcune Regioni Obiettivo 2) delle *task force* composte da personale competente in materia ambientale.

Le AA e le *task force*, demandate ad assicurare la necessaria assistenza tecnica, lavorano anche per implementare metodologie di VAS all'interno di piani e programmi legati ai FS; a titolo di esempio, e con specifico riferimento ai Programmi Operativi delle Regioni Obiettivo 1, esse cureranno, entro dicembre 2002, l'integrazione della valutazione ex ante ambientale dei POR (essendo stata giudicata incompleta dalla Commissione europea la prima stesura).

È auspicabile che, con il recepimento della Direttiva Comunitaria sulla VAS, le AA e le loro *task force*, quali soggetti depositari di un'esperienza maturata nel corso dell'impiego dei FS, vengano istituzionalmente coinvolte anche per la valutazione ambientale di piani e programmi che esulano dai finanziamenti strutturali.

L'insediamento ed il coordinamento delle *task force* di supporto alle AA regionali e nazionale rientrano in un progetto fortemente voluto dalla Direzione Sviluppo Sostenibile del MATT, un progetto tanto ambizioso quanto necessario all'ammodernamento di una pubblica amministrazione che guardi al futuro nell'ottica della sostenibilità.

A dispetto della condivisa "necessità concettuale" della presenza di simili strutture nella Pubblica Amministrazione, a livello locale il riconoscimento del loro ruolo non è immediato e non può essere dato per scontato, a conferma del fatto che l'inserimento di metodologie di VAS non significa solamente confezionare un prodotto, bensì farsi promotori di nuovi processi decisionali, in definitiva di un vero e proprio cambiamento culturale.

L'attività delle AA abbraccia chiaramente molteplici settori e fra questi quello energetico, essendo l'integrazione della variabile ambientale una necessità trasversale nei processi di pianificazione.

Con riferimento al complesso panorama energetico nazionale e ad un settore fortemente in evoluzione per quanto riguarda gli strumenti normativi e pianificatori di indirizzo, si accenna, a titolo esemplificativo, a come è stato affrontato il problema della pianificazione di settore legata ai FS in alcune Regioni.

4.5.3 3 Le applicazioni in Italia

La VAS costituisce uno strumento per la valutazione ambientale dei programmi che ancora non ha trovato una completa attuazione. D'altronde, la direttiva UE che la prevede dovrà essere recepita in Italia entro il 2004. È perciò difficile trovare degli esempi concreti di VAS già applicati, in quanto in molti casi questi sono soltanto in via di attuazione. È il caso della VAS applicata ai fondi strutturali.

Tra gli esempi di VAS già applicate possiamo citare quella applicata al Piano Operativo Plurifondo della Sicilia nel periodo di programmazione 1994-1999, il piano per i giochi olimpici di Torino del 2006 e l'esperienza della Regione Molise.

Tali esempi appaiono interessanti, perché nel loro ordine cronologico rappresentano l'evoluzione della metodologia e della sperimentazione con cui è stata applicata la VAS in Italia: in Sicilia la VAS è stata "sottovalutata" e quindi si è dovuti giungere ad una valutazione ex-post; a Torino la VAS è stata colta nella sua completa impostazione, per cui anche la parte energetica, sia pure minimale nel progetto, è stata valutata; in Molise la VAS è divenuta l'azione portante con cui progettare i piani di intervento in modo integrato.

Sicilia: il Piano Operativo Plurifondo 1994-1999

Una delle prime esperienze concrete di applicazione VAS alla programmazione regionale finanziata con fondi strutturali europei riguarda la Sicilia.

La DG XI della Commissione europea ha finanziato uno studio sul ruolo della VAS nel piano POP Sicilia 1994-1999, al fine di verificare la metodologia di applicazione VAS, i contributi dei finanziamenti impegnati nel periodo 1988-1995 al raggiungimento di obiettivi di conservazione della natura e la definizione di elementi di ulteriori strategie di sviluppo locale.

Lo studio evidenziava in generale come nessuno degli assi prioritari fosse stato analizzato mediante una VAS, e quindi proponeva ed applicava un'analisi VAS, sia pure ex-post.

Per quanto attiene il settore energetico, dallo studio si evidenziava una potenzialità locale di risorse energetiche fossili e rinnovabili (solare ed eolico), oltre a quella derivante dall'uso di biomasse e prodotti agricoli.

Gli impianti previsti nei piani di sviluppo fino al 2020 indicavano invece previsioni di ripotenziamento di impianti esistenti e la costruzioni di nuovi con cicli combinati, ma non con uso di energie rinnovabili e/o di biomasse. La VAS sviluppata indicava quindi una prima contraddizione tra potenzialità e progetti.

Dalla tabella SWOT (*Strength, Weakness, Opportunity, Threat*), allegata allo studio, che

incrociava le misure del POP e gli obiettivi ambientali, solo la Misura 1-Sottoprogramma 2, Aiuti per il turismo, appariva avere impatti negativi sugli obiettivi energetici, mentre le altre misure avevano impatti neutri.

La VAS ha consentito di individuare alcuni suggerimenti operativi, gestionali e scientifici, ai fini del riorientamento dei POP e dei singoli fondi strutturali, alcuni dei quali attinenti al settore energetico.

Nello specifico per il FESR si propone la “promozione e sviluppo delle capacità endogene nel campo dell’energia rinnovabile con supporto a progetti che utilizzano tecnologie basate sull’uso di fonti rinnovabili”. Nel sottoprogramma 1 Misura 3, Interventi per le aree industriali, si propone “la riduzione del consumo di risorse energetiche nel sistema produttivo”. Nel sottoprogramma 3, Misura 2, Interventi nel settore dell’energia, si propone di “riorientare l’intera misura verso progetti di impianti a fonti rinnovabile, e di effettuare studi sulla localizzazione degli impianti stessi, finalizzandola allo sviluppo rurale ed alla riconversione agricola”. In merito a questa ultima misura, la VAS quantifica nella entità di 70.687 tep (cerealicoltura), 166.000 tep (olivicoltura), 134.451 tep (viticoltura), 61.639 tep (agrumicoltura) le dimensioni potenziali delle biomasse di origine agricola disponibili in loco, alternative all’uso di combustibili fossili.

Torino 2006: gli interventi per le Olimpiadi

La procedura di VAS è stata progettata e realizzata nel periodo 2001-2002, ed è relativa alla realizzazione degli impianti per le Olimpiadi invernali 2006.

Secondo quanto stabilito nel DdL 9 ottobre 2000 n. 285 “la Regione Piemonte provvede, d’intesa con il MATT, sentiti gli enti locali interessati, alla Valutazione Ambientale Strategica del piano complessivo delle opere di cui alla presente legge, in relazione agli effetti sul territorio, al fine di verificarne la sostenibilità ambientale”. Successivamente, nel dicembre del 2000, è stato emanato un provvedimento amministrativo della giunta regionale dal titolo “procedure e contenuti per la valutazione di impatto ambientale del piano degli interventi per i giochi olimpici invernali ‘Torino 2006’”.

Tali atti disegnano una VAS concepita come un processo che governa la realizzazione del piano degli interventi dalla fase programmatica e di studio a quella esecutiva e di gestione delle opere, anche nella fase post-olimpica. La VAS è, perciò, un’analisi integrata di sistema che si caratterizza per il fatto che in essa confluiscono, armonizzati per il raggiungimento degli obiettivi ambientali, i vari settori d’intervento che interessano lo sviluppo e la riqualificazione del territorio.

La VAS è stata effettuata dal TOROC, il gruppo di lavoro regionale creato *ad hoc* per i giochi olimpici, con l’ausilio di rappresentanti del MATT e con il supporto dell’Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale. Lo studio di compatibilità ambientale svolto inizialmente è stato successivamente integrato con la documentazione, i dati e le conoscenze provenienti dalle varie Direzioni Regionali. Sono stati evidenziati le criticità ambientali, ma anche in termini propositivi, le eventuali azioni regionali da attuare.

Ciò che si evidenzia, in questo primo esperimento di VAS condotto in circa due anni, è la capacità di esaminare il territorio in chiave sistemica e, quindi, sapendo integrare piani di azione diversificati per settori e punti di vista differenti, avendo come chiave di lettura il territorio, le sue caratteristiche socio-economico-ambientali, la sua capacità di carico e, parallelamente, un’integrazione e coordinamento tra compiti e funzioni regionali-locali e professionalità diverse: uno sviluppo del territorio, cioè, in chiave di sostenibilità ambientale, sociale, economica e istituzionale.

Negli indirizzi di sostenibilità ambientale che dovranno essere garantiti durante la realizzazione degli interventi per i Giochi olimpici e anche successivamente al loro svolgimento, ritroviamo i seguenti obiettivi relativi al settore energetico: riduzione delle emissioni in atmosfera, risparmio energetico e incremento dell’utilizzo delle fonti rinnovabili, piano complessivo di mobilità sostenibile che privilegi il trasporto collettivo, sia con riferimento al periodo olimpico che in funzione dello scenario post-olimpico.

La VAS dei giochi olimpici ha quindi previsto un capitolo specifico relativo al tema energia.

È chiaro che, non potendo esprimere una valutazione analoga a quella espressa con la procedura VIA sugli impianti e/o interventi energetici definiti nel Programma stesso, il gruppo di lavoro ha indirizzato la sua attenzione sui fabbisogni energetici indotti dall'attuazione del programma e sull'esistenza o meno delle necessarie condizioni infrastrutturali per fronteggiare l'incremento, nonché sulle modalità più efficienti per soddisfare tale crescita e sulle misure volte a mitigare e a compensare gli impatti attesi.

Per valutare l'incidenza dell'incremento energetico, si è fatto un confronto con il bilancio energetico regionale e provinciale. Si sono evidenziati dati significativi solo nel confronto col bilancio provinciale, sebbene tali dati siano comunque di modesta entità, e precisamente un'incidenza inferiore all'unità percentuale per quanto attiene ai consumi aggiuntivi di energia elettrica ed inferiore allo 0,5% per quanto riguarda l'energia termica.

Tali ordini di grandezza negli incrementi attesi di domanda energetica a livello provinciale, non paiono preludere al verificarsi di criticità a livello di disponibilità delle fonti energetiche. Lo stesso vale per l'emissione di CO₂, per la quale però il discorso non è relativo alle percentuali di incremento (veramente modeste in relazione ai dati di emissione provinciali), ma va posto in relazione al Protocollo di Kyoto e agli obblighi di diminuzione che da esso scaturiscono. In questo quadro, quindi, è evidente l'incongruenza che la VAS ha evidenziato.

A livello locale, invece, la situazione evidenziata è diversa e in alcuni casi problematica. La VAS ha distinto due zone: il sottosistema urbano (Torino) e quello delle valli.

Per il primo la previsione di soddisfacimento dei fabbisogni aggiuntivi di energia elettrica, (+1,94%) in termini di nuovi consumi su base annua e di potenza aggiuntiva (+ 3%), determinati dalle infrastrutture ricettive e dagli impianti sportivi previsti nella città di Torino, se per un verso non pare sollevare difficoltà in ordine alla disponibilità del vettore elettrico e al grado di infrastrutturazione delle linee di trasporto e distribuzione del sistema elettrico metropolitano, per altro verso solleva preoccupazioni in ordine agli effetti che, ove non opportunamente calmierati, potrebbero prodursi a monte, a livello di emissioni correlate al processo di generazione elettrica.

Per l'energia termica invece si prevede per la sola città di Torino un incremento dell'1% della potenza termica installata. Non sarà però necessario costruire nuovi impianti, grazie alla disponibilità dichiarata dall'azienda energetica locale di collegare al servizio di teleriscaldamento le infrastrutture previste dal programma.

Per quanto riguarda il sottosistema valli, invece, la situazione è nel complesso più critica, sia per quanto riguarda l'infrastrutturazione e l'approvvigionamento di risorse energetiche, sia dal punto di vista degli impatti derivanti sull'ambiente dall'incremento atteso delle potenze richieste e dei consumi.

Gli incrementi di potenza e di consumo di energia elettrica risultano essere cospicui se rapportati ai livelli registrati nel 2000 nei singoli Comuni interessati. Ciò pone dei problemi relativamente alla capacità locale di distribuzione e quindi è previsto il potenziamento e la costruzione di nuove linee interrato, molte delle quali saranno in media tensione.

In definitiva, le soluzioni proposte possono essere così sintetizzate: ricorso ai principi della bioarchitettura per quanto riguarda le nuove infrastrutture ricettive; la costruzione nelle valli solo di nuovi impianti di cogenerazione asserviti al teleriscaldamento ed alimentati da fonti rinnovabili; per ridurre l'impatto paesaggistico derivante dall'adeguamento del sistema elettrico nelle valli, si procederà all'installazione di nuovi cavi sotterranei e allo smantellamento e al ricupero di tutte le linee che non risultassero più funzionali. A tal fine, ai sensi della Legge regionale n. 23/84, la Regione autorizzerà solamente la realizzazione di nuove linee elettriche interrato, salvo la dimostrazione da parte del soggetto richiedente dell'esistenza di impedimenti di natura tecnica; alle autorità locali compete il controllo sull'attuazione di tale legge.

Molise: il POR 2002

All'interno del POR Molise, tramite la misura 1.8 – “Metanizzazione”, vengono finanziate iniziative di carattere energetico finalizzate a portare a compimento il processo di metanizzazione del territorio regionale. L'iniziativa ha di per sé una forte valenza ambientale; non a caso tale misura è inserita all'interno dell'Asse I “Risorse Naturali”, ovvero l'Asse appositamente dedicato alla tutela e al risanamento ambientale.

Tuttavia, nel quadro programmatico molisano emerge chiaramente una peculiarità che distingue la Regione dalle altre dell'Obiettivo 1, che consiste nel non aver introdotto nel POR specifiche misure o azioni destinate ad incentivare la diffusione delle fonti rinnovabili di energia. La mancanza di un processo pianificatorio di settore in fase di stesura del POR, dal momento che il Piano Energetico Regionale (di seguito PER), è stato elaborato solo successivamente, ha condotto ad attribuire la totalità delle risorse finanziarie a disposizione alle pur necessarie operazioni di metanizzazione.

La strategia adottata a livello regionale risponde in tal modo solo parzialmente agli indirizzi del QCS, che pone chiaramente l'accento sulla rilevanza del contributo delle fonti rinnovabili alla sostenibilità dello sviluppo.

Oggi si intravede la possibilità di ridefinire la misura in modo più coerente con le politiche comunitarie di settore, anche grazie a mutamenti di contesto che sono intervenuti nel frattempo, essenzialmente legati alla possibilità di fonti di finanziamento aggiuntive rispetto ai Fondi Strutturali. La necessità di introdurre politiche che incentivino forme diverse di sfruttamento energetico, fortemente sentita dall'Autorità Ambientale, è condivisa dal settore regionale competente.

Parte delle risorse ad essa assegnate potrebbe quindi essere utilizzata per affiancare e rafforzare le politiche di incentivo regionale all'uso delle fonti rinnovabili nei settori delle attività produttive, degli usi civili e dei trasporti e/o per promuovere campagne di sensibilizzazione e progetti pilota in materia.

La presenza di un ben consolidato processo di VAS alla base della programmazione dei Fondi Strutturali porterà la programmazione verso scelte maggiormente diversificate, garantendo anche quella sinergia di azione fra politiche strutturali e pianificazione di settore non sempre presente nei processi decisionali.

Con riferimento alla considerazione appena fatta, ovvero alla coerenza programmatica fra strumenti pianificatori di diversa natura, si sottolinea che nella bozza di PER è ritenuto possibile pervenire entro il 2010, grazie anche allo sfruttamento delle fonti rinnovabili, ad un risparmio di combustibili fossili pari a 248.794 tep/anno (-37% del consumo interno lordo al 1996), corrispondente a 640.858 t/anno di emissioni di CO₂ evitate.

Il PER individua nel nuovo contesto di mercato liberalizzato il motivo per cui può risultare vantaggioso lasciare alla Regione il compito di investire nei settori che il mercato ritiene al momento meno appetibili e di diventare soggetto promotore degli interventi di sostenibilità energetica; in tal senso l'attività dell'AA nel contesto dei FS va ben oltre la già citata misura 1.8, concretizzandosi, ove esista la possibilità, nell'inserimento di criteri di sostenibilità energetica per la selezione delle operazioni facenti capo a misure del POR di diversa natura, quali ad esempio il “Recupero a fini turistici del patrimonio di edilizia abitativa”, la “Valorizzazione e conservazione di aree ad elevato valore naturalistico” e l’“Aiuto agli investimenti delle imprese turistiche e turismo rurale”.

**CAPITOLO 5 - LE POLITICHE
ENERGETICO-AMBIENTALI ALLA SCALA
REGIONALE E LOCALE**

CAPITOLO 5 - LE POLITICHE ENERGETICO-AMBIENTALI ALLA SCALA REGIONALE E LOCALE

5.1 INTRODUZIONE: LA COLLABORAZIONE TRA STATO E REGIONI NELLA RIFORMA COSTITUZIONALE E NEL RIORDINO DEL SETTORE ENERGETICO

Come già ricordato nel capitolo 1 di questo volume, la modifica del Titolo V della Costituzione (Legge costituzionale 3/2001) inserisce l'energia (con la dizione "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia") fra le materie a legislazione concorrente fra Stato e Regioni, modificando radicalmente i ruoli e i compiti dei diversi livelli di governo. Quando ciò è avvenuto, le amministrazioni pubbliche avevano appena provveduto all'emanazione dei principali atti applicativi del decreto legislativo 112/98 (la cosiddetta riforma amministrativa "Bassanini").

Le Regioni hanno avvertito la necessità di procedere quindi alla riforma del settore e all'adeguamento nel *modus operandi* della Pubblica Amministrazione, ricercando linee di comportamento comuni tra le varie Amministrazioni.

La Conferenza dei Presidenti delle Regioni, nel documento consegnato a gennaio 2002 alla Commissione attività produttive della Camera nel corso dell'indagine conoscitiva da quest'ultima promossa "sulla situazione e sulle prospettive del settore dell'energia", rilevava l'importanza della collaborazione e del costante confronto fra Stato, Regioni ed Enti locali e sottolineava l'esigenza di una strategia nazionale complessiva condivisa di largo respiro, che costituisse i riferimenti essenziali in grado di orientare i diversi protagonisti del sistema. Elementi di questa strategia sono la definizione dei principi della materia e dei compiti riservati allo Stato e la fissazione degli obiettivi (e dei corrispondenti indirizzi) coordinati con gli obiettivi di sviluppo sostenibile e con gli impegni assunti a livello europeo ed internazionale per la limitazione delle emissioni.

Un'approfondita analisi delle esigenze emergenti a livello nazionale è inoltre base necessaria per individuare *"le soluzioni più idonee non solo in termini di produzione ma in termini di combustibile da utilizzarsi, di tecnologie, di ricerca, di trasporto, di distribuzione di usi finali, di sapiente utilizzo di tariffe, dei tempi e delle modalità dell'avvio della borsa"* (dal documento della Conferenza "Indicazioni delle Regioni al Governo per la presentazione di una proposta di legge in materia di energia").

La carenza di strumenti di raccordo fra gli attori istituzionali risulta più evidente per materie come l'energia che, oltre ad essere a "legislazione concorrente", ha di per sé un forte carattere di interazione con altre materie (si pensi per esempio al governo del territorio e all'ambiente).

La necessità di un sostanziale raccordo tra Stato e Regioni è emersa anche in occasione del Decreto Legge 07/2002 "sbloccacentrali" (successivamente convertito nella Legge 9 aprile 2002 n. 55) che ha evidenziato la complessità del sistema energetico nazionale, specie nel campo della produzione e del trasporto, con problemi legati al pericolo di una insufficiente dotazione infrastrutturale a fronte della crescente domanda, alla necessità di rinnovare il parco centrali esistente con impianti più efficienti e a minor impatto ambientale, alla gestione delle richieste di autorizzazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica con le conseguenti richieste di allacciamento alla rete di trasmissione, alla difficoltà di pervenire all'autorizzazione di tali infrastrutture sia per l'impatto territoriale che esse hanno sia per la farraginosità di alcune procedure.

Il dibattito parlamentare per la conversione del Decreto Legge e ancor più la già citata indagine della Camera sull'energia sono stati i luoghi in cui sono emerse chiaramente, ancora una volta, la necessità di un diverso modo di azione e l'opportunità di giungere in tempi brevi,

attraverso il confronto costruttivo fra tutti gli attori del sistema, a un disegno di legge di riordino complessivo del settore.

Sempre in questo quadro va richiamato anche il disegno di legge redatto dal Ministero delle Attività Produttive (MAP), intitolato “*Riforma e riordino del settore energetico*”, già esaminato all’interno di questo rapporto (paragrafo 1.5.4); si tratta di un disegno articolato e complesso che tocca, oltre agli obiettivi fondamentali di politica energetica, anche vari comparti del settore energia (si citano ad esempio il mercato energetico, il riparto delle funzioni amministrative, le misure di sostegno ad alcune fonti energetiche, la semplificazione di alcune procedure amministrative) e che, coerentemente con il nuovo Titolo V della Costituzione, definisce principi fondamentali della materia, nonché obiettivi di politica energetica nazionale condivisi con le Regioni.

Va infine ricordata l’approvazione (contestuale all’emanazione del disegno di legge) dell’Accordo tra Governo, Regioni, Province, Comuni e Comunità Montane per l’esercizio dei compiti e delle funzioni di rispettiva competenza in materia di produzione di energia elettrica. È senza dubbio notevole che l’insieme delle Pubbliche Amministrazioni italiane abbiano, con questo atto, concordato criteri comuni per la valutazione dei progetti di costruzione ed esercizio delle centrali elettriche. L’Accordo dota le amministrazioni di una serie di strumenti per il governo della massa delle richieste di autorizzazioni esistenti, individuando priorità come il massimo sviluppo della cogenerazione e il riutilizzo dei siti già destinati alla produzione di energia e affiancando la possibilità di un esame comparativo delle domande alla valutazione per ordine cronologico di presentazione. Definendo criteri comuni per la positiva valutazione dei progetti l’Accordo diviene anche uno strumento fondamentale per gli operatori privati che possono così calibrare in modo più efficace i progetti da presentare sapendo quali sono i criteri secondo i quali le loro richieste saranno valutate. In questa prospettiva l’Accordo siglato è un esempio per il futuro di efficace amministrazione, con potenziali sinergie fra i vari Enti territoriali, attuabili attraverso atti volontari. Con la modifica del Titolo V ad un rapporto di gerarchia fra Stato, Regioni ed Enti locali si è sostituito un rapporto di separazione di competenze.

5.2 EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO: INDIRIZZI E OBIETTIVI DI REGIONI ED ENTI LOCALI

5.2.1 Sviluppo della normativa in campo energetico

Le Regioni a statuto ordinario hanno provveduto ad emanare le leggi di recepimento ed attuazione del decreto legislativo 112/98 (ad eccezione di Campania e Calabria per le quali continua a valere il decreto legislativo 96/99 con potere sostitutivo).

Tabella 5.1 - Principali fonti normative sul decentramento in campo energetico

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none">• Legge 10/91: ha assegnato alle Regioni compiti più decisionali, delegati in misura diversa alle Province. La Legge prevede anche la preparazione dei Piani Energetici Regionali (art. 5).• Legge 59/98: prevede il trasferimento alle Regioni e agli Enti locali delle competenze e delle risorse necessarie a condurre e gestire la politica energetica.• Decreto legislativo 112/98: conferisce alle Regioni e agli Enti locali funzioni e compiti amministrativi dello Stato. La Regione è “destinatario provvisorio” delle funzioni ad essa trasferite; è tenuta a 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, Agenzie Regionali per la Protezione dell’ambiente (ARPA)).• Decreto legislativo 96/99: stabilisce una ripartizione delle funzioni amministrative tra Regioni ed Enti locali, valida fino all’entrata in vigore di ciascuna legge regionale. |
|--|

- **Decreto legge 23/05/2000 n. 164:** attuazione della direttiva 98/30/CE relativa a “Norme comuni per il mercato interno del gas”.
- **Legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3:** Modifiche al Titolo V della parte seconda della Costituzione: stabilisce che risultano materia di legislazione concorrente la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell’energia.
- **Decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7:** misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.
- **Accordo 20 giugno 2000:** intese interistituzionali tra Stato, Regioni ed Enti locali.
- **Accordo Conferenza Unificata** (5 settembre 2002) Stato, Regioni ed Enti locali per l’esercizio dei compiti e delle funzioni di rispettiva competenza.
- **Disegno di Legge Marzano:** è relativo alla riforma e al riordino del settore energetico.

La Legge costituzionale 18 ottobre 2001 n. 3 “Modifiche al Titolo V della parte seconda della Costituzione” porta le seguenti modifiche all’articolo 117 della Costituzione: la potestà legislativa è esercitata dallo Stato e dalle Regioni nel rispetto della Costituzione, nonché dei vincoli derivanti dall’ordinamento comunitario e dagli obblighi internazionali.

Tra le materie su cui lo Stato ha legislazione esclusiva risultano la tutela della concorrenza e la tutela dell’ambiente e dell’ecosistema.

Tra le materie di legislazione concorrente risultano: ricerca scientifica e tecnologica, sostegno all’innovazione per i settori produttivi, produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell’energia, tutela del territorio e valorizzazione dei beni culturali ed ambientali.

Nelle materie di legislazione concorrente spetta alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato.

La potestà regolamentare spetta allo Stato nelle materie di legislazione esclusiva, salvo delega alle Regioni. La potestà regolamentare spetta alle Regioni in ogni altra materia. I Comuni, le Province e le Città metropolitane hanno potestà regolamentare in ordine alla disciplina dell’organizzazione e dello svolgimento delle funzioni loro attribuite, sono inoltre titolari di funzioni amministrative proprie e di quelle conferite con leggi statali o regionali secondo le rispettive competenze.

Tabella 5.2 - Competenze delle Amministrazioni dello Stato, delle Regioni e degli Enti locali

Competenze dello Stato

- Funzioni amministrative concernenti la ricerca, 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 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.
- Funzioni di carattere tecnico-amministrativo e gestionale già delegate 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 di interventi risparmio energetico e promozione delle fonti rinnovabili di energia.
- Banche dati (aria, acqua, rifiuti ecc.) compatibili con il sistema informativo regionale.
- Controllo di impianti termici nei Comuni <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 (>40.000 ab.), sicurezza impianti Legge 46/90.
 - Monitoraggio dell'ambiente cittadino.
 - Eventuale adesione all'Agenda XXI.
 - Rapporti con le Aziende municipalizzate.
-

Tabella 5.3 - Leggi regionali di recepimento del decreto legislativo 112/98

Leggi regionali	Industria	Energia	Tutela ambientale
ABRUZZO 11/99 26/00 57/00 110/00	Funzioni regionali svolte con il coordinamento della Agenzia per la 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 12-04-96.
BASILICATA 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 organizzano corsi di formazione.	Province competenti su inquinamento atmosferico, acque e più rifiuti. ARPAB a supporto per Regione ed Enti locali
E.ROMAGNA 3/99 12/01	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 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 14/99 4/02	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 3/99, 5/99 9/99 18/99 6/00 11/00 29/00 39/00 2/02 8/02	Legge regionale 9/99. La Regione riconosce 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".	Legge regionale 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.	Legge regionale 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 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 10/99 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 34/99 22/00		Alle Province vengono attribuite funzioni di programmazione e controllo	Articolazione di poteri tra Regione, Province e Comuni, relativamente all'inquinamento

		nell'ambito delle fonti rinnovabili. Programmazione energetica, a livello regionale, sulla base di accordi e convenzioni con l'ENEA.	delle acque, acustico, atmosferico ed elettromagnetico. Alle Province il VIA.
PIEMONTE 44/00 5/01	Alla Regione la concessione degli incentivi, l'individuazione dei sistemi produttivi locali. Osservatorio regionale settori produttivi industriali. Lo 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, compresi 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 17/00 (ambiente) 19/00 (energia) 24/00 (industria) 25/00 (territorio) 19/01		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 <i>standard</i> 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 85/98 87/98 88/98 40/00 1/01	Legge regionale 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.	Legge regionale 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.	Legge regionale 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 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'Accordo di programma cui all'art. 30 della Legge 9/91. Ai Comuni il contenimento dei consumi di energia (art. 33, 34 e 35 L.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 9/01 11/01		Alle Province la concessione ed erogazione contributi in edilizia, il controllo sul rendimento energetico per i Comuni <30.000 abitanti e le funzioni di polizia mineraria in geotermia. Ai Comuni la certificazione energetica degli edifici ed i controlli impianti termici quando >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 alle autorizzazioni comunali all'installazione degli impianti termici. La Regione approva entro 2 anni un testo unico di disciplina.

REGIONI A STATUTO SPECIALE			
FRIULI- VENEZIA GIULIA DL 23/4/2002 N 110	Sono trasferite alla Regione tutte le funzioni in materia di incentivi alle imprese.	Alla Regione tutte le funzioni che concernono le attività di ricerca, produzione, trasporto e distribuzione di qualunque forma di energia. Sono trasferite alla Regione le funzioni in materia di miniere e risorse geotermiche.	
Province autonome. TRENTO E BOLZANO DL 11/06/2002 n. 139	Norme di attuazione dello statuto speciale della Reg. Trentino Alto Adige in materia di incentivi alle imprese.		

Nella tabella seguente sono riportate le risorse finanziarie annuali delle Regioni nei settori di energia, ambiente e per quanto riguarda gli incentivi alla piccola e media impresa (PMI) (tabella 5.4).

Tabella 5.4 - Risorse finanziarie annuali delle Regioni per energia, ambiente, incentivi alla PMI (milioni di euro)

REGIONI	Carbon tax DMA 21/05/01	Trasf. Energia DL 112/98	1% accisa benzine	Totale energia (A)	Trasfer. Ambiente DL 112/98 (B)	Totale (A + B)
Valle d'Aosta	1,18	0,61	0,00	1,79	3,11	4,90
Piemonte	6,34	2,46	3,64	12,43	34,36	46,80
Lombardia	12,77	4,72	7,79	25,27	57,93	83,20
P.A. Trento	1,59	0,87	0,00	2,45	7,04	9,50
P.A. Bolzano	1,50	1,01	0,00	2,51	7,04	9,55
Veneto	6,60	2,22	4,05	12,86	33,01	45,87
Friuli V.G.	2,49	0,85	0,00	3,35	10,71	14,06
Liguria	2,95	0,83	1,40	5,18	10,44	15,61
Emilia Romagna	6,69	1,51	3,89	12,09	31,14	43,23
Toscana	4,88	1,38	3,54	9,80	28,55	38,35
Umbria	1,94	0,70	0,71	3,35	8,94	12,30
Marche	2,38	0,70	1,21	4,29	12,75	17,05
Lazio	5,44	1,57	4,81	11,82	31,15	42,97
Abruzzo	2,10	0,76	1,02	3,88	12,03	15,91
Molise	1,14	0,34	0,18	1,66	4,38	6,04
Campania	3,89	1,23	3,12	8,24	30,44	38,68
Puglia	5,09	1,37	2,46	8,92	25,36	34,28
Basilicata	1,36	0,41	0,33	2,11	8,19	10,30
Calabria	1,97	0,66	1,22	3,86	14,45	18,31
Sicilia	4,93	1,42	0,00	6,35	32,77	39,12
Sardegna	2,82	0,81	0,00	3,63	16,94	20,58
Totale	80,05	26,42	39,36	145,83	420,75	566,58

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MAP e MATT

5.2.2 Valutazione degli obiettivi regionali in attuazione di politiche di contenimento dei gas serra

Il “Protocollo d’intesa della Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province autonome per il coordinamento delle politiche finalizzate alla riduzione delle emissioni di gas serra nell’atmosfera”, noto come “Protocollo di Torino”, costituisce un passaggio importante nell’impegno delle Regioni per lo svolgimento dei loro compiti in campo energetico e ambientale, con l’assunzione di una piena responsabilità, non solo di ciascuna Regione per le attività ed obiettivi propri, ma per l’insieme delle Regioni, con una impostazione di solidità ed integrazione, nell’ambito degli indirizzi nazionali e comunitari.

Il Protocollo si prefigge lo scopo di “pervenire alla riduzione dei gas serra, così contribuendo all’impegno assunto dallo Stato italiano nell’ambito degli obblighi della UE stabiliti dagli accordi internazionali e programmato nella delibera CIPE 137/98 del 19.11.98.”

A tal fine nel Protocollo è indicata una serie di impegni diretti ad assicurare lo sviluppo sostenibile. Fra questi vi è l’impegno all’elaborazione dei Piani energetico-ambientali come strumenti quadro flessibili, dove sono previsti azioni per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, la razionalizzazione della produzione energetica ed elettrica in particolare, la razionalizzazione dei consumi energetici: in sostanza tutte quelle azioni di ottimizzazione delle prestazioni tecniche dal lato dell’offerta e dal lato della domanda. Fondamentale appare anche il richiamo alla necessità di raccordo ed integrazione con gli altri settori di programmazione e al ruolo dell’innovazione tecnologica, degli strumenti finanziari e delle leve fiscali tariffarie ed incentivanti.

L’impegno assunto a giugno del 2001 anticipa la riforma del Titolo V della Costituzione compiuta con la Legge costituzionale n. 3 del 18 ottobre del 2001. L’evoluzione legislativa e l’evoluzione del mercato, ovvero il processo di decentramento e di liberalizzazione del mercato dell’energia, sono i due eventi che stanno caratterizzando il nuovo assetto del sistema energetico e delle sue naturali correlazioni e vincoli con i sistemi ambientale ed economico.

Nel Protocollo di Torino le Regioni individuano nella pianificazione energetico-ambientale lo strumento per indirizzare, promuovere e supportare gli interventi regionali nel campo dell’energia assumendo a livello di Regione impegni ed obiettivi congruenti con quelli assunti per Kyoto dall’Italia in ambito comunitario (abbattimento al 2010-2012 delle emissioni di CO₂ a livelli inferiori del 6,5% rispetto a quelli del 1990).

Sulla base dello schema utilizzato nella delibera 137/98 del CIPE nella quantificazione degli obiettivi di riduzione relativamente alle emissioni di CO₂ da processi di combustione, si possono focalizzare gli elementi di analisi ed elaborare alcuni indicatori di situazioni e prestazioni energetiche ed ambientali regionali, così da permettere la stima dell’entità degli impegni da assumere a livello regionale nei vari settori di intervento. Tali interventi diventano parte integrante dei Piani Energetico-Ambientali Regionali.

Le politiche regionali in campo energetico si sviluppano attraverso tre principali linee di intervento:

1. meccanismi incentivanti di regolazione del mercato dell’energia ("certificati verdi" per i produttori di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER), titoli di efficienza energetica per i distributori);
2. programmi nazionali di sostegno finanziario (programmi solare termico, tetti fotovoltaici - bando nazionale, interventi nazionali “carbon tax”, contributi nazionali Legge 488/92, PON fondi strutturali);
3. programmi regionali di intervento attraverso l’1% dell’accisa sulla benzina, i trasferimenti del decreto legislativo 112/98, la “carbon tax regionale”, i tetti fotovoltaici (bandi regionali, il riparto dei fondi per interventi in agricoltura del decreto legislativo 173/98, i POR e DOCUP dei fondi strutturali 2000-2006 ecc.).

Si sottolinea l'importanza di dare indicazioni concrete e metodologie di analisi per la valutazione dell'efficacia delle linee di intervento e per il monitoraggio dei risultati conseguiti.

5.2.3 Settore centrali termoelettriche

Il settore centrali termoelettriche è stato oggetto del decreto-Legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito nella Legge 55/02, recante "Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico italiano", che si propone di evitare il rischio di interruzioni di energia elettrica e di garantire la necessaria copertura del fabbisogno. La costruzione e l'esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, gli interventi di modifica o di ripotenziamento e le infrastrutture sono dichiarati opere di pubblica utilità e soggetti ad una autorizzazione unica rilasciata dal MAP. Tale autorizzazione comprende l'autorizzazione ambientale integrata e sostituisce, ad ogni effetto, le singole autorizzazioni ambientali di competenza delle Amministrazioni interessate e degli Enti pubblici territoriali. L'esito positivo della VIA costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento autorizzativi. L'istruttoria si conclude una volta acquisita la VIA, in ogni caso entro il termine di 180 giorni dalla data di presentazione della richiesta, comprensiva del progetto preliminare e dello studio di impatto ambientale.

La Conferenza Unificata del 5 settembre 2002 ha poi approvato un accordo tra Governo, Regioni, Enti locali per l'esercizio dei compiti e delle funzioni di rispettiva competenza in materia di produzione elettrica.

Tra i criteri generali di valutazione dei progetti di costruzione e d'esercizio di centrali termoelettriche sono da sottolineare:

- la compatibilità con gli strumenti di pianificazione esistenti in ambito regionale e locale;
- il grado di innovazione tecnologica e l'utilizzo delle migliori tecnologie ai fini energetici ed ambientali;
- l'utilizzo di energia termica in cogenerazione e la diffusione del teleriscaldamento;
- il riutilizzo prioritario di siti industriali già esistenti anche nell'ambito di piani di riconversione;
- l'esistenza di centrali termoelettriche suscettibili di risanamento, ammodernamento e innovazione tecnologica.

Nel caso uno stesso territorio sia interessato da più progetti le Regioni possono promuovere la valutazione comparativa degli stessi sulla base dei criteri su esposti.

Le richieste vengono esaminate singolarmente secondo l'ordine di priorità temporale di presentazione delle domande, specificando l'eventuale carattere di priorità attribuito sulla base dei criteri prima citati.

Tabella 5.5 Richieste a luglio 2002 per centrali termoelettriche (Legge 55/02)

Regione	Numero richieste	MW elettrici	MW termici
Piemonte	7	5.160	9.217
Lombardia	8	4.478	8.095
Veneto	3	2.340	4.107
Friuli V.G.	1	400	750
Liguria	1	800	1.400
Emilia R.	4	2.130	3.780
Toscana	1	400	750
Marche	0	0	0
Abruzzo	2	1.178	2.150
Molise	2	1.500	2.684
Umbria	1	800	1.400
Lazio	10	8.586	16.555
Campania	6	4.227	7.463
Puglia	5	2.812	4.945
Calabria	2	1.560	2.718
Basilicata	1	1.200	2.200
Totale	54	37.571	68.214

Fonte: MAP

Valutazioni energetico-ambientali sui programmi di sviluppo della produzione elettrica

Nella tabella 5.6 sono evidenziati alcuni indicatori significativi relativi alla potenza efficace, l'energia netta prodotta, il grado di utilizzo e di efficienza degli impianti e le emissioni di CO₂ per unità di energia prodotta nelle varie regioni nel 1990 e nel 1998.

A livello nazionale si può far notare che:

- la potenza efficiente netta è passata da 37.285 a 49.907 MW con un incremento del 34%;
- l'energia netta prodotta è cresciuta del 17%;
- il consumo specifico è diminuito del 4% (il rendimento medio del parco termoelettrico è passato dal 37,8% al 39,4%);
- le ore equivalenti/anno di funzionamento a potenza efficiente diminuiscono passando da 4.496 a 3.748;
- l'emissione specifica media è diminuita da 725 a 663 tCO₂/GWh.

A livello regionale si può osservare:

- il forte incremento di potenza nelle regioni Lazio (+ 91%) e Puglia (+ 122%), cui però corrispondono aumenti ben più limitati di energia prodotta;
- l'alto rendimento medio dei parchi termoelettrici di Piemonte, Trentino Alto Adige ed Abruzzo, associato a basse emissioni specifiche conseguenti all'utilizzo di metano.

La tabella 5.7 illustra una valutazione dei bilanci di emissione di CO₂ nelle varie regioni con riferimento alle quote di energia elettrica importate od esportate ed alle quote di emissioni evitate per produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Tabella 5.6 - Indicatori regionali nella produzione termoelettrica. Anni 1990 e 1998

	1990							1998						
	⁽¹⁾ Potenza (MW)	⁽²⁾ Elettricità (GWh)	Cons/spec. (kcal/kWh)	Funzionam. (ore)	Emiss. CO ₂ (kt)	tCO ₂ /GWh	deficit/ surplus	⁽¹⁾ Potenza (Mwe)	⁽²⁾ Elettricità (GWh)	Cons/spec. (kcal/kWh)	⁽³⁾ Funzionam (ore)	Emiss. CO ₂ (kt)	tCO ₂ /GWh	deficit/ surplus
Piemonte	1312	3519	2117	2682	1899	540	-13855	2325	8829	1799	3797	3956	448	-11822
Lombardia	5880	24763	2173	4211	14963	604	-16646	5557	27073	2037	4872	15370	568	-20866
Trentino Alto Adige	37	178	2135	4811	93	522	2797	61	292	1747	4787	128	438	4093
Veneto	4320	21083	2212	4880	15803	750	2501	5188	28294	2112	5454	18746	663	5254
Friuli Venezia Giulia	1091	4735	2241	4340	3772	797	-906	1187	6794	2064	5724	4762	701	-399
Liguria	3398	16063	2371	4727	14511	903	9845	3374	12304	2363	3647	10960	891	5960
Emilia Romagna	2954	11364	2179	3847	7384	650	-5461	3409	8153	1902	2392	4464	548	-13704
Toscana	2066	9379	2362	4540	7266	775	-2696	2787	15341	2388	5504	10968	715	1420
Umbria	407	974	2823	2393	1008	1035	-2661	462	1603	2246	3470	1312	818	-2330
Marche	181	304	2599	1680	211	694	-4087	205	350	1914	1707	177	506	-5514
Lazio	4147	21477	2249	5179	15594	726	4776	7929	22611	2154	2852	14197	628	3509
Abruzzo	79	91	1319	1152	31	341	-3296	269	1564	1726	5814	635	406	-2798
Molise	99	141	2837	1424	101	716	-606	484	880	1989	1818	423	481	-213
Campania	1211	2767	2700	2285	1938	700	-11852	1381	1995	2291	1445	1264	634	-13673
Puglia	2508	13409	2406	5346	11118	829	435	5559	21317	2386	3835	16520	775	5599
Basilicata	122	227	2467	1861	146	643	-1207	212	1004	2221	4736	564	562	-1932
Calabria	1375	8502	2238	6183	4736	557	3696	1767	6891	2244	3900	3637	528	2347
Sicilia	4002	19406	2304	4849	13650	703	3196	5012	20791	2336	4148	14578	701	2611
Sardegna	2096	9243	2312	4410	7349	795	-367	2739	9887	2191	3610	7174	726	-473
Italia	37285	167625	2277	4496	121573	725	-34655	49907	195973	2181	3748	129835	663	-41471

- (1) Potenza efficiente netta (Classificazione Unipede)
(2) Energia elettrica netta
(3) Ore di funzionamento annuale alla potenza efficiente netta

Fonte: Elaborazione ENEA su dati ENEL e GRN

Tabella 5.7 Emissioni di CO₂ relative all'energia elettrica. Anno1998 (kt)

	Emissioni effettive da termoelettrico	Emissioni come se 100% produzione da CTE	Emissioni evitate da produzione rinnovabile	Emissioni da import/export*
Piemonte	3.956	17.369	4.767	6.421
Valle d'Aosta	0	602	1.737	-793
Lombardia	15.370	39.208	8.236	11.338
Trentino Alto Adige	128	3.569	6.367	-2.223
Veneto	18.746	18.469	2.803	-2.849
Friuli Venezia Giulia	4.762	5956	1.082	217
Liguria	10.960	4.278	160	-3.237
Emilia Romagna	4.464	15.598	858	7.443
Toscana	10.968	12.487	2.010	-771
Umbria	1.312	3.719	1.016	1.265
Marche	177	3.960	322	2.995
Lazio	14.197	13.241	727	-1.906
Abruzzo	635	4.092	1.081	1.520
Molise	423	840	106	116
Campania	1.264	10.346	1.257	7.426
Puglia	16.520	10.465	94	-3.041
Basilicata	564	1602	181	643
Calabria	3.637	3394	707	-1.275
Sicilia	14.578	10.430	633	-1.418
Sardegna	7.174	6.760	282	257
Italia	129.835	186.387	34.425	22.127

(*) Il valore 22.127 kt relativo all'Italia corrisponde alle emissioni evitate per *import* nazionale

Fonte: Elaborazioni ENEA

In merito alle necessità di potenziamento e trasformazione del parco termoelettrico sono stati valutati in termini sia energetici che ambientali (gas serra) tre possibili programmi di intervento:

- programma di trasformazione (generalmente a ciclo combinato) di 15.350 MW di centrali esistenti del gruppo ENEL – GENCO;
- nuove centrali in fase di istruttoria VIA per complessivi 10.000 MW. Di questo insieme fanno parte 16 nuove centrali, approvate o in corso di approvazione, e ulteriori richieste di autorizzazione ai sensi della Legge 55/2002;
- pacchetto di compensazione individuato sulla base del criterio dell'abbattimento del deficit nelle situazioni regionali più critiche da questo punto di vista. Il pacchetto vale circa 14.700 MW, di cui 4.700 in Lombardia, 2.600 in Campania e 2.500 in Emilia Romagna. Questo pacchetto rappresenta il deficit per alcune Regioni, da compensare ricorrendo anche ai programmi precedenti.

La tabella 5.8 riassume l'entità degli interventi nelle singole regioni.

Il programma di trasformazioni dichiarato è in grado di determinare i seguenti risultati:

+22,5 TWh	pari a +37,5% di aumento di produzione elettrica
-0,3 Mtep	pari ad una diminuzione del 2,5% nei consumi di combustibile
-12,6 Mt	corrispondenti ad una diminuzione del 29,4% nelle emissioni di CO ₂

L'aumento di 62.000 GWh nella richiesta di energia elettrica al 2010 (prevista pari ad oltre 375.000 GWh), può essere coperto per 22.000 GWh dal pacchetto di trasformazioni Gruppo ENEL e per 40.000 GWh dai nuovi impianti, con un bilancio nelle emissioni corrispondente ad oltre 25 milioni di tonnellate di CO₂ evitate rispetto ad uno scenario base riferito alle centrali esistenti. Con queste premesse la potenza complessiva delle nuove centrali da installare potrebbe essere pari, assumendo realizzata la trasformazione di oltre 15.000 MW di centrali del gruppo ENEL a circa 10.000 MW.

Ulteriori 4-5.000 MW di nuove centrali potrebbero essere necessarie per assicurare un margine nella potenza di riserva ed una maggiore sicurezza nelle richieste di potenza alla punta.

Alcune brevi osservazioni devono essere fatte infine su altre tipologie di impianto diverse da quelle finora esaminate (praticamente tutte riconducibili a cicli combinati a gas metano), che potrebbero avere incidenze anche importanti nel panorama della produzione termoelettrica.

Il riferimento è da un lato alle possibilità di incrementare l'utilizzo del carbone, e dall'altro all'opportunità di continuare a promuovere prioritariamente gli impianti di cogenerazione.

Nel caso del carbone, perché questo combustibile (notoriamente penalizzato per i suoi tassi di emissione di CO₂) possa costituire alternativa valida non solo in termini economici, si dovrebbero proporre cicli produttivi ad alto rendimento quali i cosiddetti "ipercritici", che realizzano rese anche superiori al 50%, con una diminuzione delle emissioni di CO₂ di oltre il 20% rispetto agli attuali impianti, equivalente, quindi, a quella delle esistenti centrali ad olio combustibile.

Per la cogenerazione le considerazioni sono certamente tutte favorevoli da un punto di vista ambientale, in ragione dell'alta resa del combustibile (80-90%), dovuta agli utilizzi termici; lo sviluppo di ulteriori realizzazioni in cogenerazione potrebbe essere ricercato laddove soluzioni bilanciate, quanto a rendimento elettrico e grado di utilizzo termico,

risultino fattibili ed efficaci: si pensi per questo anche a impianti di cogenerazione polivalenti all'interno di consorzi d'impresa od a servizi di aree attrezzate e, specialmente nel terziario pubblico, associate a reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento.

Conclusioni sull'analisi del settore termoelettrico

La copertura del fabbisogno di energia elettrica, con i necessari margini di sicurezza nella disponibilità di potenza, potrebbe essere assicurata con la costruzione di nuovi impianti a ciclo combinato per 25.000-30.000 MW, comprensivi delle trasformazioni annunciate dal gruppo ENEL.

Un tale rinnovo del parco termoelettrico permette di soddisfare in sicurezza la domanda elettrica al 2010, con una minore produzione di emissioni di CO₂ rispetto a quanto previsto a quella data nello scenario base di riferimento, pari ad oltre 25 milioni di tonnellate.

Potendo indirizzare l'offerta dei nuovi impianti, il criterio del riequilibrio dei deficit regionali presenta elementi di razionalità tra cui il vantaggio di permettere una diminuzione delle perdite di linea.

Per il consolidamento e l'ulteriore miglioramento nel livello di emissioni di CO₂ nel settore della produzione elettrica, occorrerà realizzare un sensibile incremento nella produzione da fonte rinnovabile, auspicato in sede comunitaria, e promuovere con l'impiego di nuove forme incentivanti le soluzioni produttive che prevedono la cogenerazione di energia termica (di notevole interesse a questo riguardo la recente proposta di direttiva UE COM(2002)415 finale del 22/7/2002).

La compatibilità di centrali a carbone nel quadro di programmi di limitazione dei gas serra è condizionata all'adozione di cicli produttivi ad alto rendimento (50% ed oltre) che ne possano determinare "l'equipollenza ambientale" nei confronti delle esistenti centrali ad olio combustibile.

Tabella 5.8 - Ipotesi di nuovi impianti di produzione elettrica nel breve-medio termine

	⁽¹⁾ Potenza CTE 2000 (MW)	Energia netta GWh)	Funzion. (ore)	Trasformazioni gruppo ENEL (N°) (MW)	Nuove CTE in Approvazione (N°) (MW)	Ipotesi riequilibrio deficit Regionali	Richieste GRTN per FER (N°) (MW)	Richieste GRTN per CTE (N°) (MW)
Piemonte	2343	9539	4071	1 (1100 MW)	3 (840 MW)	2000MW	5 97	21 9407
Valle d' Aosta	0	0						
Lombardia	7661	28623	3736	3 (3600 MW)	2 (1730 MW)	4700MW	3 48	20 12480
Trentino Alto Adige	82	338	4122					
Veneto	5191	26511	5107				5 100	8 3482
Friuli Venezia Giulia	1382	5156	3731	1 (800 MW)		500 MW	1 15	5 2821
Liguria	3442	9421	2737	1 (800 MW)			4 137	5 2770
Emilia Romagna	3689	11429	3098	3 (2550 MW)	2 (2170 MW)	2500MW	15 388	17 9072
Toscana	3051	13883	4550	2 (1400 MW)			31 694	6 2680
Umbria	539	1661	3082	1 (400 MW)		500 MW	22 681	3 1696
Marche	479	746	1557			1200MW	16 679	2 850
Lazio	7941	30035	3782	1 (1200 MW)			12 298	13 7540
Abruzzo	474	2621	5530			400MW	20 631	6 3210
Molise	492	999	2030		1 (750 MW)		15 320	6 4000
Campania	1483	2765	1864	1 (400 MW)	2 (1650 MW)	2600MW	34 1289	13 6930
Puglia	5568	23304	4185	1 (1200 MW)	2 (1040 MW)		24 1260	15 7550
Basilicata	242	954	3942			300MW	41 1240	8 3429
Calabria	1782	6168	3461	1 (750 MW)	2 (1700 MW)		56 2083	8 6200
Sicilia	4995	23110	4627	2 (1150 MW)			20 796	1 360
Sardegna	3362	10814	3217				65 2940	0 0
Italia	54198	208077	3839	18 (15350 MW)	14 (9880 MW)	14700 MW	389 13696	157 84477

⁽¹⁾ Potenza efficiente netta

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ENEL, MATT, GRTN

5.3 PROGRAMMI REGIONALI, FONTI RINNOVABILI E RISPARMIO ENERGETICO, ATTUAZIONE DECRETI

5.3.1 Fonti rinnovabili

5.3.1.1 Tetti fotovoltaici

Alcuni decreti del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (MATT) riguardano programmi ed incentivi per l'utilizzo delle fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaico e solare termico (decreti MATT/SIAR n. 106/2001 e MATT/SIAR 24 luglio 2002).

Il programma "Tetti fotovoltaici" è articolato in due fasi nell'arco di 6 anni e prevede complessivamente l'installazione di 50.000 impianti per oltre 250 MWe ed un investimento totale dell'ordine di 1.900 miliardi di vecchie lire.

Il Programma avviato nel 2001 è organizzato in due sottoprogrammi: uno gestito dal MATT rivolto ai soggetti pubblici (Comuni capoluoghi di Provincia o situati in aree protette, Province, Enti locali, Università ed Enti di ricerca) e l'altro indirizzato, attraverso le Regioni e le Province Autonome tra le quali è ripartito un cofinanziamento del Ministero, ai soggetti pubblici e privati con un contributo finanziario in conto capitale previsto per entrambi i programmi nella misura massima del 75%.

Sono ammessi impianti sotto i 20 kW. Le modalità di partecipazione dei soggetti pubblici sono state oggetto di apposito bando pubblicato sulla GU n. 74 del 29 marzo 2001 a cura del MATT. Tutti i fondi sono stati assegnati, con una notevole eccedenza di domande ammissibili che verranno indirizzate sui programmi successivi (dal prossimo anno la gestione sarà per intero delle Regioni).

Le Regioni e le Province Autonome hanno emanato i loro bandi con le disponibilità derivanti dal riparto effettuato dal MATT e da proprie destinazioni di bilancio (tabella 5.10) e prevedono di completare l'assegnazione dei contributi entro l'anno.

Le procedure e le modalità dei bandi regionali sono state definite sulla base di specifiche tecniche concordate in seno al Coordinamento Interregionale Energia con il supporto dell'ENEA.

Tabella 5.9 - Produzioni di energia elettrica da fonti rinnovabili, per regione. Anno 2000 (GWh)

	Idrica	Eolica	Fotovoltaica	Geotermica	Biomasse	Totale	Quota % Italia	Quota % su prod. regionale	Quota % su en. elettrica richiesta	Emissioni CO ₂ evitate (kt)
Piemonte	6331				113	6444	12,5	37,4	24,4	4508
Valle d'Aosta	2841					2841	5,5	100,0	287,0	1988
Lombardia	10947				638	11585	22,5	27,9	18,6	8105
Trentino Alto Adige	10299				55	10354	20,1	97,4	188,2	7244
Veneto	3948				241	4189	8,2	13,8	14,3	2931
Friuli Venezia Giulia	1529				35	1564	3,0	23,4	17,2	1094
Liguria	232				22	254	0,5	2,6	3,7	178
Emilia Romagna	913	2,6			335	1250,6	2,4	9,9	5,1	875
Toscana	733			4699	113	5545	10,8	29,2	27,9	2453
Umbria	1594	3,3			15	1612,3	3,1	49,7	28,2	1128
Marche	487				20	507	1,0	41,3	7,2	355
Lazio	1103			6	73	1182	2,3	3,8	5,5	827
Abruzzo	1569	6,6	1,2			1576,8	3,1	37,1	24,9	1103
Molise	145	2,7				147,7	0,3	12,9	10,9	103
Campania	449	330	4,1		44	827,1	1,6	16,6	5,1	579
Puglia	4	203			121	328	0,6	1,4	1,9	229
Basilicata	196					196	0,4	17,1	7,7	137
Calabria	708		0,5		5	713,5	1,4	10,4	13,2	499
Sicilia	79				20	99	0,2	0,4	0,5	69
Sardegna	98	15,4			56	169,4	0,3	1,5	1,5	119
Italia	44205	563,6	5,8	4705	1906	51385,4	100,0	19,5	17,2	34523

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati GRN

Tabella 5.10 - Origine finanziamenti dei programmi regionali "Tetti fotovoltaici"
(milioni di euro)

	MATT	Regione	Totale
Abruzzo	0,45	0,19	0,65
Basilicata	0,22	0,10	0,32
Calabria	0,75	0,32	1,08
Campania	2,05	0,88	2,93
Emilia R.	1,42	0,77	2,20
Friuli V.G.	0,44	0,19	0,62
Lazio	1,87	0,80	2,67
Liguria	0,61	0,26	0,87
Lombardia	3,22	1,38	4,60
Marche	0,52	0,22	0,74
Molise	0,12	0,05	0,17
Piemonte	1,57	0,67	2,24
Puglia	1,47	0,52	1,98
Sardegna	0,60	0,26	0,86
Sicilia	1,81	0,77	2,58
Toscana	1,28	0,93	2,21
Umbria	0,30	0,13	0,42
Valle d'Aosta	0,04	0,02	0,06
Veneto	1,59	0,69	2,28
Prov. A. Bolzano	0,16	0,07	0,23
Prov. A. Trento	0,16	0,07	0,23
Totale	20,66	9,29	29,95

Fonte: MATT

Gli stanziamenti del MATT sono pari a 20 miliardi di vecchie lire per il sottoprogramma soggetti pubblici ed a 40 miliardi di vecchie lire per il Sottoprogramma Regioni.

Con il decreto 24 luglio 2002 è previsto un ulteriore finanziamento ministeriale dei programmi regionali nell'ambito del programma "Tetti fotovoltaici" con un cofinanziamento delle Regioni per un 50%. La ripartizione delle risorse regionali è indicata nella tabella 5.11.

La tabella 5.12 mostra il numero degli impianti e le potenze per regioni, approvati per il finanziamento del MATT.

Tabella 5.11 - Ripartizione delle risorse tra le Regioni

Regione	lire	euro
Abruzzo	591.837.533	305.659
Basilicata	289.285.639	149.404
Calabria	980.921.430	506.604
Campania	2.667.787.800	1.377.797
Emilia R.	1.852.438.674	956.705
Friuli V.G.	567.488.427	293.083
Lazio	2.435.654.895	1.257.911
Liguria	794.270.386	410.206
Lombardia	4.196.261.318	2.167.188
Marche	677.198.232	349.744
Molise	156.789.890	80.975
Piemonte	2.038.678.435	1.052.890
Puglia	1.910.422.504	986.651
Sardegna	780.987.075	403.346
Sicilia	2.353.215.823	1.215.335
Toscana	1.672.589.440	863.820
Umbria	384.668.762	198.665
Valle d'Aosta	54.934.742	28.371
Veneto	2.075.746.995	1.072.034
Prov. A. Bolzano	208.725.298	107.798
Prov. A. Trento	213.152.752	110.084
Totale	26.903.056.050	13.894.270

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MATT

Tabella 5.12 - Impianti approvati a finanziamento del MA

Regione	N. impianti	Potenza (kW)
Abruzzo	17	244
Basilicata	11	162
Calabria	33	504
Campania	49	795
E. Romagna	58	513
Friuli V. Giulia	7	107
Lazio	68	415
Liguria	13	187
Lombardia	20	248
Marche	3	58
Molise	1	20
Piemonte	16	220
Puglia	26	447
Sardegna	5	81
Sicilia	53	352
Toscana	50	627
P.A. Bolzano	2	16
Valle d'Aosta	1	11
Veneto	26	321
Totale	459	5.328

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MATT

5.3.1.2 Sistemi solari termici (Decreti MATT n. 100/2000 e 545/2001)

Si tratta di un programma di incentivazione di sistemi solari termici per la produzione di calore a bassa temperatura rivolto ai Comuni che devono predisporre un piano energetico comunale ai sensi dell'art. 5 della Legge 10/91 (anche per far fronte all'obbligo dell'utilizzo prioritario di fonti rinnovabili negli edifici pubblici), ed alle aziende municipalizzate distributrici di gas metano di proprietà comunale, in relazione agli interventi di efficienza energetica che devono programmare ai sensi dell'art. 16 del decreto legislativo 164/00.

Lo stanziamento del MATT per il biennio 2001-2002 è di 12 miliardi di vecchie lire.

Viene inoltre impegnata la cifra di 2,5 miliardi di vecchie lire come quota di cofinanziamento all'ENEA per garantire l'assistenza tecnico-scientifica al programma solare termico, incluso il programma "Comune solarizzato" ed il monitoraggio degli edifici solarizzati.

Le tipologie di intervento sono quelle relative ad impianti per la produzione di acqua calda 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". Il sistema di monitoraggio è a carico del MATT nella misura massima del 10% del costo di investimento ammesso.

5.3.1.3. Programmi utilizzando gli introiti della "Carbon tax"

In attesa e in preparazione delle decisioni e delle norme che saranno adottate dall'Unione europea in materia di politiche e misure comuni e coordinate di attuazione del Protocollo di Kyoto, è stata emanata la Legge 1 giugno 2002 n. 120, al fine di individuare le politiche e le misure nazionali che consentano di raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni con il minor costo. Con l'emanazione di questa legge il MATT, di concerto con i Ministeri interessati, presenta al CIPE una relazione contenente la proposta di revisione della delibera CIPE n. 137 del 19 novembre 1998, con l'individuazione delle politiche e delle misure finalizzate a:

- raggiungimento dei migliori risultati in termini di riduzione delle emissioni mediante il miglioramento dell'efficienza energetica del sistema economico nazionale e un maggior utilizzo delle fonti energetiche;
- aumento della superficie forestale;
- piena utilizzazione dei meccanismi istituiti dal Protocollo di Kyoto per la realizzazione di iniziative congiunte con gli altri paesi industrializzati (*joint implementation*) e con quelli in via di sviluppo (*clean development mechanism*).

Il MATT, entro il 30 marzo di ogni anno, individua i programmi pilota da attuare a livello nazionale e internazionale per la riduzione delle emissioni e l'impiego di piantagioni forestali per l'assorbimento del carbonio. I programmi pilota hanno l'obiettivo di definire i modelli di intervento più efficaci dal punto di vista dei costi, sia a livello interno che nell'ambito delle iniziative congiunte previste dei meccanismi istituiti dal Protocollo di Kyoto. A questo scopo è autorizzata la spesa annua di 25 milioni di euro per il biennio 2002-2004.

Decreto 21 maggio 2001 - Ripartizione dei finanziamenti ai programmi regionali sulla "Carbon Tax" (GU n. 205 del 4-9-2001)

Con la ripartizione finanziaria dei 155 miliardi di lire stanziati nel 1999 tra le 21 Regioni e Province Autonome si dà avvio alla realizzazione dei programmi regionali per la riduzione delle emissioni di CO₂ (tabella 5.13).

Entro 60 giorni dalla pubblicazione sulla GU le Regioni e le Amministrazioni pubbliche 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 MATT una informativa semestrale sull'attuazione dei programmi.

Tabella 5.13 - Ripartizione finanziamenti nei programmi regionali "Carbon tax"

	Finanziamento assegnato (€)	Quota sul totale (%)	Tipologie interventi
Abruzzo	2.103.245,42	2,6	Biomasse - fotovoltaico - riduzione consumi civile e industriale - mobilità
Basilicata	1.362.727,31	1,7	fotovoltaico - riduzione consumi civile
Calabria	1.974.994,71	2,5	fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi civile
Campania	3.888.296,57	4,9	rinnovabili - riduzione consumi civile e industriale
Emilia Romagna	6.693.320,66	8,4	fotovoltaico - riduzione consumi industriale - teleriscaldamento - trasporti ibridi e gas
Friuli Venezia Giulia	2.493.905,29	3,1	biomasse - cogenerazione - riduzione consumi industriale - teleriscaldamento - trasporti
Lazio	5.438.210,06	6,8	biomasse - eolico - teleriscaldamento - cogenerazione - biogas
Liguria	2.946.864,85	3,7	biomasse - fotovoltaico - solare termico - teleriscaldamento - metanizzazione - trasporti
Lombardia	12.767.386,26	15,.	biomasse - fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi industriale ed agricolo - teleriscaldamento - trasporti
Marche	2.376.842,07	3,0	fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi civile e industriale - mobilità'
Molise	1.142.223,45	1,4	fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi civile
Piemonte	6.336.202,08	7,9	biomasse - fotovoltaico - cogenerazione - teleriscaldamento - metanizzazione - trasporti - riduzione consumi civile e industriale
Puglia	5.087.540,48	6,4	riduzione consumi civile e industriale - mobilità'
Sardegna	2.818.644,61	3,5	biomasse - energia isole minori - trasporti
Sicilia	4.934.772,01	6,2	biomasse - fotovoltaico - solare termico - energia isole minori
Toscana	4.880.662,82	6,1	biomasse - fotovoltaico - cogenerazione
Umbria	1.942.666,05	2,4	biomasse - eolico - fotovoltaico - cogenerazione - biogas - mobilità
Valle d'Aosta	1.177.864,14	1,5	biomasse - fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi civile - cogenerazione - biogas
Veneto	6.598.931,45	8,2	fonti rinnovabili - riduzione consumi industriale - mobilità
P.A. Bolzano	1.499.291,94	1,9	biomasse - fotovoltaico - solare termico - teleriscaldamento
P.A. Trento	1.586.227,64	2,0	biomasse - fotovoltaico - solare termico - cogenerazione - metanizzazione - trasporti - riduzione consumi
Totale	80.050.819,88	100,0	

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MATT

Decreto 4 giugno 2001 n. 467 (Carbon tax)

Gli interventi individuati dal MATT sono distinti nei due Programmi nazionali di ricerca per la riduzione delle emissioni (per complessivi 50 miliardi di vecchie lire) e di cooperazione internazionale nell'ambito dei meccanismi di Kyoto (per 35 miliardi di vecchie lire).

Il MATT provvederà al trasferimento delle risorse ai soggetti pubblici 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.

Il decreto 5 febbraio 2002 ha modificato il precedente decreto n. 467/01 sopprimendo alcuni sottoprogrammi del Programma nazionale di ricerca e introducendo nuovi sottoprogrammi nel programma di cooperazione internazionale.

5.3.2 Efficienza energetica

Decreto di individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili (ex art.16 decreto legislativo 164/2000) (Decreto MICA, di concerto con MATT, 24 aprile 2001 per i distributori di gas metano)

Il decreto stabilisce gli obiettivi nazionali di risparmio energetico (RE) e sviluppo delle fonti rinnovabili (FER) che devono essere conseguiti dalle imprese di distribuzione di gas naturale che forniscono non meno di 100.000 clienti finali.

Le Regioni e le 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 si coordinano nelle rispettive verifiche attraverso accordi.

Gli obiettivi di risparmio fissati per le aziende che distribuiscono gas sono di 0,10

Mtep/anno nel 2002, 0,40 Mtep/anno nel 2003, 0,70 Mtep/anno nel 2004, 1 Mtep/anno nel 2005, 1,30 Mtep/anno nel 2006.

Almeno il 50% degli obiettivi deve essere realizzato con interventi nel sistema gas metano.

Decreto di individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali (ex art. 9 decreto legislativo 79/1999) (Decreto MICA, di concerto con MATT, 24 aprile 2001 per i distributori di energia elettrica)

A parte una diversa individuazione e valorizzazione delle tipologie di intervento previste nei programmi di efficienza energetica, questo secondo decreto, rivolto ai distributori di energia elettrica, riproduce la struttura ed i contenuti del precedente per il gas metano.

Non sono ammissibili i progetti volti a migliorare l'efficienza energetica degli impianti di produzione elettrica.

Gli obiettivi da conseguire crescono progressivamente da 0,2 Mtep del 2002 a 1,6 Mtep nel 2006.

Almeno il 50% degli obiettivi deve essere realizzato con interventi sul sistema elettrico.

Sono interessate da questi 2 decreti, con il limite di 100.000 utenze, 21 società di distribuzione di gas metano e 9 società di distribuzione di energia elettrica.

I programmi che verranno avviati a fronte dei decreti sull'efficienza energetica per energia elettrica e gas sono una importante occasione di integrazione tra programmi nazionali e pianificazione regionale.

L'obiettivo dei due decreti del MICA 24 aprile 2001 è quantificato al 2006 complessivamente in 2,9 Mtep e corrisponde orientativamente al 35-40% dell'obiettivo stabilito per quella scadenza dalla delibera CIPE n. 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 MtCO₂ + 12-14 MtCO₂; in totale 19-23 MtCO₂, 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 RE e di utilizzo di FER previste dal Paese per rispettare gli impegni sottoscritti in seno all'Unione europea per la riduzione delle emissioni di gas serra al 2010 (riduzione del 6,5% rispetto ai livelli del 1990).

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.

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.

Nella tabella 5.14 è stata operata una ripartizione regionale degli obiettivi dei due decreti, quantificati in tep ed anche in emissioni di CO₂ evitate, valutandone il contributo nei confronti dell'obiettivo individuato nella delibera CIPE 137/98 per il settore "riduzione dei consumi energetici".

Come detto, gli interventi di carattere nazionale che si realizzeranno in attuazione dei decreti di efficienza energetica gas ed energia elettrica potrebbero contribuire per circa il 30% all'obiettivo CIPE per il settore: il restante 70% dovrebbe venire dai programmi regionali di risparmio energetico attraverso l'utilizzo di tutte le risorse disponibili (1% accisa, trasferimenti 112/98 per l'energia, "carbon tax", fondi strutturali) realizzando tutte le sinergie possibili e promuovendo l'impiego di strumenti finanziari rapidi ed efficaci.

Tabella 5.14 - Obiettivi regionali di riduzione delle emissioni di CO₂ nei settori industriale/residenziale/terziario e potenziale da applicazione decreti efficienza energetica per distributori gas ed energia elettrica. Anni 2003-2007

	Obiettivi efficienza energetica									
	Consumi finali (ktep)	Obiettivo del. CIPE 137/98 (ktep)	Obiettivo CIPE (kt CO ₂)	Distributori EE (ktep)	Distributori gas (ktep)	Totale (ktep)	CO ₂ evitata (kt)	Quota CIPE 137/98 (%)	RE da programmi regionali (ktep)	Riduzione CO ₂ da programmi regionali (kt)
Piemonte	11.139	940	2444	145	158	302	798	32,7	637	1646
Valle d'Aosta	413	35	91	5	1	6	17	19,0	29	73
Lombardia	23.601	1991	5177	337	342	678	1796	34,7	1313	3381
Trentino Alto Adige	2.315	195	508	29	19	48	130	25,5	147	378
Veneto	11.298	953	2478	158	167	325	860	34,7	628	1619
Friuli Venezia Giulia	3.348	282	734	50	36	86	232	31,5	196	503
Liguria	3.426	289	752	35	37	72	191	25,5	217	560
Emilia Romagna	12.015	1014	2636	132	190	321	837	31,8	692	1799
Toscana	7.773	656	1705	107	89	196	525	30,8	459	1180
Umbria	2.015	170	442	31	21	52	140	31,8	118	302
Marche	2.735	231	600	35	33	68	181	30,1	163	419
Lazio	9.126	770	2002	112	84	196	526	26,3	574	1475
Abruzzo	2.403	203	527	35	28	63	168	31,9	140	359
Molise	457	39	100	7	5	12	32	31,5	27	69
Campania	6.086	513	1335	87	28	115	320	23,9	398	1015
Puglia	7.493	632	1644	92	34	126	348	21,2	506	1296
Basilicata	929	78	204	14	7	21	57	28,0	58	147
Calabria	1.877	158	412	26	7	33	93	22,6	125	319
Sicilia	6.634	560	1455	102	14	116	329	22,6	444	1126
Sardegna	3.440	290	755	62	0	62	179	23,8	228	575
Italia	118.521	10000	26000	1600	1300	2900	7760	29,8	7100	18240

Fonte: Elaborazioni ENEA

Scheda sintetica sulle Proposte di linee guida dell'Autorità per l'attuazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 sulla promozione dell'efficienza energetica negli usi finali

Le proposte dell'Autorità sono formulate in merito a:

- la definizione di linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione consuntiva dei progetti;
- le modalità di controllo e certificazione dei risparmi di energia primaria conseguiti;
- la parziale copertura tariffaria degli oneri per la realizzazione dei progetti, per la parte non coperta da altre risorse;
- il rilascio dei titoli di efficienza energetica;
- la verifica del conseguimento degli obiettivi e le sanzioni.

In merito alla valutazione dei risparmi di energia si propongono tre metodi: valutazione standardizzata, valutazione ingegneristica, valutazione consuntiva, con documentazione differenziata per la certificazione da richiedere alla Autorità.

I titoli di efficienza energetica, espressi in unità di energia primaria risparmiata, sono negoziabili attraverso contratti bilaterali o sul mercato costituito a questo scopo da Gestore del mercato elettrico.

Se ne propongono tre tipi: titoli di risparmio finale di energia elettrica, di risparmio finale di gas, di risparmio di energia primaria senza risparmio finale né di energia elettrica né di gas.

Per l'avvio dei meccanismi di promozione dell'efficienza energetica l'Autorità propone tra l'altro l'introduzione di un regime sperimentale per il primo triennio.

I progetti devono risultare conformi ai requisiti predisposti dalla Autorità ai fini della successiva verifica (capitoli 5, 6 e 9) cosicché il rispetto di tali requisiti consenta di evitarne la preventiva approvazione.

Il risparmio energetico conseguito dai progetti è valutato a parità di servizio energetico reso ai clienti finali; per le nuove installazioni l'Autorità propone di riconoscere solo i risparmi derivanti da installazioni di apparecchiature della migliore tecnologia disponibile.

Per l'effettuazione dei controlli l'Autorità intende avvalersi della collaborazione delle Regioni e delle Province Autonome ed anche del contributo tecnico di istituzioni od organismi specializzati da queste segnalati.

Le Regioni dunque, oltre ai compiti indicati nei decreti (indirizzi di programmazione energetico-ambientale, accordi con i distributori, verifiche volte ad accertare il conseguimento degli obiettivi previsti nella programmazione regionale ecc.) sono chiamate dall'Autorità a:

- partecipare al processo di verifica preliminare di conformità sui progetti per i quali non sono disponibili né metodi di valutazione standardizzata né metodi di valutazione ingegneristica dei risultati conseguiti;
- partecipare ai controlli tecnici in collaborazione con l'Autorità;
- costituire, nei casi di verifica preliminare dei progetti o direttamente o tramite una propria agenzia specializzata, la necessaria certificazione esterna a corredo dell'istanza all'Autorità;
- promuovere lo sviluppo delle società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO);
- progettare e realizzare campagne di informazione, sensibilizzazione e formazione sul risparmio energetico.

5.3.3 Settore trasporti

I trasporti costituiscono un settore chiave nei programmi di contenimento delle emissioni con caratteristiche di criticità dovute al sostenuto ritmo di crescita del traffico, soprattutto stradale. I problemi relativi al trasporto passeggeri sono enfatizzati dalla crescita del traffico urbano. Infatti nel solo decennio 1985/95 il traffico urbano ha registrato un incremento di oltre

60 punti percentuali delle percorrenze complessive. Inoltre la percentuale di domanda soddisfatta dal trasporto pubblico è passata da 12,8 a 6,4, mentre l'automobile ha visto aumentare la propria percentuale di ripartizione modale di quasi 8 punti (fonte ENEA).

Nel periodo 1990-2000 la mobilità passeggeri è aumentata del 25,9%, passando da circa 698,2 a circa 878,7 miliardi di passeggeri-km, con un tasso medio annuo di crescita del 23%.

L'aumento del traffico passeggeri è stato assorbito in gran parte dal trasporto su strada, che ha incrementato il traffico 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 a 92,2%.

Il trasporto merci su strada ha assorbito nel 2000 circa il 65% dei consumi finali di energia nel settore dei trasporti con una crescita dei volumi di traffico del 19,4%.

Il trasporto su strada ha smaltito il 74,5% del traffico merci, che nel 2000 è risultato pari a 281,9 miliardi di tonnellate-km. Sempre nel 2000 il trasporto stradale merci, con un consumo unitario pari a circa 2,4 MJ per tonnellate-km, ha assorbito il 30,3% dei consumi finali di energia nel settore dei trasporti.

Nella tabella 5.15 riportiamo alcuni dati sulla consistenza del parco circolante nelle regioni nel 1990 e nel 1998. Nel corso del periodo in questione si è avuto un aumento complessivo di veicoli superiore ai 4 milioni di unità (14%), quasi interamente dovuto all'aumento delle autovetture a benzina, il cui numero è cresciuto in tutte le regioni, mentre il numero di autovetture a gasolio è rimasto stabile e, in alcune regioni, si è ridotto in misura significativa. Va anche notato che i maggiori incrementi del circolante sono registrati nelle regioni meridionali, dove peraltro il rapporto tra popolazione e veicoli è, ancora nel 2001, più alto rispetto alla media nazionale e in particolare rispetto alle regioni del Nord sia per quanto riguarda i veicoli in generale che per le autovetture (fonte ACI).

La composizione del parco circolante vede una netta prevalenza delle autovetture a benzina in tutte le regioni italiane. La maggiore penetrazione delle vetture a gasolio si ha nelle regioni meridionali (19% in Basilicata), la minore in Friuli Venezia Giulia (5,3%). Il ruolo delle altre alimentazioni è limitato al 4% sul totale del paese, con marcate differenze regionali (dallo 0,4% nella Valle d'Aosta al 9,9% nelle Marche).

Tabella 5.15 - Composizione del parco veicolare. Anni 1990 e 1998

	n. autovetture al 1990					n. autovetture al 1998				
	Benzina	Gasolio	Altre Alimen.	Bus	Autocarri	Benzina	Gasolio	Altre Alimen.	Bus	Autocarri
Piemonte	2.107.474	279.633	77.600	5.855	240.247	2.213.930	263.432	74.377	5.566	312.253
Valle d'Aosta	74.521	3.093	324	321	9.639	101.037	17.431	492	325	15.071
Lombardia	4.078.386	604.363	153.558	9.689	432.565	4.486.812	501.011	120.046	10.015	506.110
Trentino A.A.	368.725	49.858	10.303	1.442	48.299	413.731	58.926	8.871	1.696	53.477
Veneto	1.775.522	246.310	194.999	6.273	218.880	2.076.789	258.376	169.472	6.677	269.177
Friuli V. G.	568.433	44.571	21.799	1.626	49.981	640.592	40.745	13.802	1.592	60.914
Liguria	724.324	80.933	13.582	2.593	63.801	732.510	64.374	13.989	2.531	74.455
Emilia-Rom.	1.745.398	235.742	266.403	5.380	236.032	1.909.106	229.648	240.496	5.754	272.723
Toscana	1.707.609	204.085	81.549	5.076	176.763	1.791.197	1.659.63	87.774	5.199	216.396
Umbria	345.514	58.077	38.743	1.492	39.752	394.548	67.775	40.365	1.614	49.367
Marche	576.928	81.009	97.231	2.475	76.937	651.755	93.826	93.256	2.500	96.885
Lazio	2.303.382	415.789	86.849	9.707	194.106	2.616.008	349.304	112.604	9.441	238.786
Abruzzo	446.163	80.122	39.849	2.711	57.347	525.108	90.649	48.577	2.720	73.770
Molise	95.254	23.541	4.337	767	14.721	111.074	27.832	7.928	778	20.412
Campania	1.504.183	347.995	107.480	6.538	145.568	2.178.632	470.502	154.847	8.209	227.283
Puglia	1.062.858	267.475	67.724	4.623	118.425	1.386.412	281.808	113.941	4.664	158.115
Basilicata	164.258	47.683	3.528	1.291	23.325	200.654	55.836	6.349	1.424	30.277
Calabria	566.773	136.436	5.106	2.572	62.070	720.302	161.765	18.345	3.437	95.434
Sicilia	1.713.986	304.167	33.743	5.057	151.715	2.117.629	311.400	67.978	6.284	224.311
Sardegna	572.163	89.499	8.886	2.243	57.599	704.139	92.393	18.548	2.667	79.105
ITALIA	22.501.854	3.600.381	1.313.593	77.731	2.416.772	25.971.965	3.602.996	1.412.057	83.093	3.075.301

Fonte ACI

Nel settore dei trasporti la modalità stradale è responsabile della produzione di CO₂ per l'83%; il resto (17%) va diviso tra la modalità ferroviaria, navale e aerea. In particolare al trasporto personale spetta il 51% e al trasporto merci il 32%.

In linea con gli impegni assunti a Kyoto e confermati recentemente in sede europea, l'obiettivo per il settore entro il periodo 2008-2012 corrisponde ad una riduzione tra 18 e 21 milioni di tonnellate come riportato nella delibera CIPE n. 137.

Nella Seconda Comunicazione Nazionale sui Cambiamenti Climatici, tra gli interventi più significativi sono previsti la sostituzione di 12 milioni di auto circolanti con veicoli a basso consumo ed il trasferimento del trasporto di almeno 25 milioni di tonnellate di merci dalla strada alla ferrovia ed al cabotaggio.

Nella tabella 5.16 vengono riportati gli interventi al 2010 e le riduzioni attese espresse in milioni di tonnellate di CO₂.

Tabella 5.16 - Programmi per la riduzione di CO₂ al 2010

Interventi	Quantità	Riduzione
Promozione auto/furgoni a metano - I fase		0,5
Auto a basso consumo (145 gCO ₂ /km) entro 2005	12 milioni di auto	12
Controllo prestazioni energetico ambientali dei veicolo		1
Ferrovie passeggeri media lunga distanza	13 Gp/km	1-2
Merci da strada a ferrovia (interventi programmati)	10 Gt/km	1,5
Merci da strada a ferrovia (ulteriori interventi)	20 Gt/km	3
Merci da strada a navigazione costiera	10 Gt/km	1
Promozione carburanti a minori emissioni gas serra (GPL)		0,2-0,5
Promoz. carburanti a minori emissioni gas serra (bio-diesel)	0,5 Mt	1,5
Promozione auto/furgoni a metano - II fase	1-2	
Limiti di velocità (-10 km/h)		0,9
Riduzione viaggi a vuoto merci (strada)		0,5
Ferrovie locali, interventi programmati	4 Gp/km	0,5
Metro-tram interventi programmati	12/18 Gp/km	1-1,5
Metro-tram ulteriori interventi	16 Gp/km	2
Ferrovie passeggeri regionali	4 Gp/km	0,5
Traffico pendolare da auto a bus extra-urbano	6÷10 Gp/km	0,4-0,8
Piani urbani del traffico 13 maggiori aree urbane		0,4-0,6
Piani urbani del traffico altre aree urbane		0,2-0,4
TOTALE		27,1-30,2

Fonte: Seconda Comunicazione Cambiamenti Climatici

Nella tabella 5.17 sono riportati alcuni indicatori strutturali relativi al traffico veicolare e il raffronto tra gli anni 1990, 1995 e 2000.

Tabella 5.17 - Indicatori strutturali

	1990	1995	2000
Popolazione	56,7	57,3	57,3
Totale auto equivalenti a benzina (milioni)	23,9	27,1	27,8
Totale auto equivalenti a gasolio (milioni)	11,2	12,1	15,9
Percorrenza media auto a benzina (km per anno)	9489	10539	11500
Percorrenza media auto a gasolio (km per anno)	20735	21497	22000
Consumi finali di energia nei trasporto (Mtep)	34,5	38,8	41,7 ⁽¹⁹⁹⁸⁾
Emissioni dirette CO ₂ (Mt)	98	106	117 ⁽¹⁹⁹⁹⁾
Intensità energetica trasporti (kep/euro95)	0,044	0,046	0,047 ⁽¹⁹⁹⁸⁾
Intensità CO ₂ dei trasporti kg CO ₂ /euro95	0,13	0,14	0,14 ⁽¹⁹⁹⁸⁾
Emissioni per automobile (tCO ₂)	2,64	2,56	2,46 ⁽¹⁹⁹⁸⁾

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati vari

L'aumento del parco auto circolante (da 27,4 milioni nel 1990 a 31 milioni nel 1998) e l'aumento della percorrenza media annua (da 9.500 km per mezzi a benzina e 20.700 km per mezzi a gasolio nel 1990 a rispettivamente 11.000 e 22.000 km nel 1998), con una diminuzione sempre maggiore del numero di abitanti per autovettura (4,77 nel 1971, 1,74 nel 2001) hanno in qualche modo annullato gli effetti dei miglioramenti tecnologici dei veicoli: in altre parole, pur a fronte di un miglioramento dei motori ed una conseguente riduzione delle emissioni unitarie per

veicolo, l'aumento significativo del consumo di benzina e gasolio nel trasporto di merci e passeggeri produce un aumento complessivo di emissioni di CO₂.

Le indicazioni riportate nella Seconda Comunicazione e nel Libro Bianco della Commissione europea indicano che gli effetti più significativi nella riduzione delle emissioni sono legati all'introduzione delle auto a basso consumo, alla promozione dei carburanti a minori emissioni, allo spostamento delle merci da strada a ferrovia ed all'introduzione dei piani urbani del traffico con la messa in campo di quelle che nel Libro Bianco vengono indicate come "le buone pratiche".

La tabella 5.19 riporta un confronto tra le emissioni di CO₂ per auto equivalenti riferite agli anni 1990 e 1998.

Le auto equivalenti sono state calcolate utilizzando i seguenti coefficienti di conversione dati dal rapporto tra il consumo unitario di questi veicoli e quello dell'auto secondo lo schema in tabella 5.18.

Tabella 5.18. Coefficienti di conversione in auto equivalenti

	Veicoli a benzina	Veicoli a gasolio
Coefficiente di conversione degli autocarri in auto equivalenti	1,87	3,5
Coefficiente di conversione dei motoveicoli in auto equivalenti	0,23	--
Coefficiente di conversione degli autobus in auto equivalenti	2,07	8,03
Coefficiente di conversione dei motocarri in auto equivalenti	0,23	--

Fonte: ENEA

Le marcate differenze tra le emissioni specifiche sono la conseguenza di numerosi fattori: dalla struttura del parco veicolare regionale alla percorrenza media delle diverse categorie di veicoli. Con l'esclusione della Valle d'Aosta e della Campania, comunque, si è realizzato nel periodo considerato un aumento delle emissioni specifiche dai veicoli a benzina. Viceversa nella maggior parte delle regioni si ha una diminuzione di quelle dovute a veicoli a gasolio.

Tabella 5.19 - Emissioni di CO₂ per auto equivalente, per regione. Anni 1990 e 1998

REGIONI	ANNO 1990						ANNO 1998					
	Auto equivalenti		Emissioni totali (kt)		Emissioni specifiche (t/auto)		Auto equivalenti		Emissioni totali (kt)		Emissioni specifiche (t/auto)	
	Benzina	Gasolio	Benzina	Gasolio	Benzina	Gasolio	Benzina	Gasolio	Benzina	Gasolio	Benzina	Gasolio
Piemonte	2242320	1011923	3281	3303	1,46	3,26	2372220	1209577	4289	3832	1,81	3,17
Valle d'Aosta	83665	29135	208	232	2,49	7,97	113021	60008	197	183	1,74	3,05
Lombardia	4340769	1918718	6445	7861	1,48	4,10	4714002	2145170	9179	8258	1,95	3,85
Trentino-Alto Adige	394209	205300	777	1079	1,97	5,26	435373	242908	1059	1376	2,43	5,67
Veneto	1885626	938882	3433	3733	1,82	3,98	2161269	1185983	4727	4576	2,19	3,86
Friuli Venezia Giulia	602247	194717	895	781	1,49	4,01	671434	237319	1392	806	2,07	3,40
Liguria	786733	280592	1344	1412	1,71	5,03	797866	306870	1621	1504	2,03	4,90
Emilia-Romagna	1874431	948298	3403	4117	1,82	4,34	2015747	1131311	4492	4486	2,23	3,97
Toscana	1846038	734312	3435	2685	1,86	3,66	1900700	872037	4153	3001	2,18	3,44
Umbria	366713	189872	668	779	1,82	4,10	413749	239988	838	989	2,03	4,12
Marche	621093	319688	997	1393	1,61	4,36	687470	424313	1357	1500	1,97	3,54
Lazio	2412139	1049419	4486	4872	1,86	4,64	2730269	1150537	5652	4644	2,07	4,04
Abruzzo	471982	271779	882	1023	1,87	3,76	548842	348624	1189	1221	2,17	3,50
Molise	100757	74411	158	345	1,57	4,64	116062	100605	203	270	1,75	2,68
Campania	1596405	817114	2625	3510	1,64	4,30	2305746	1211594	3651	3819	1,58	3,15
Puglia	1126541	655970	1919	3001	1,70	4,57	1454758	812546	2770	2939	1,90	3,62
Basilicata	171697	128842	286	478	1,67	3,71	208453	166130	389	431	1,86	2,59
Calabria	600213	341121	1027	1255	1,71	3,68	757168	490834	1433	1240	1,89	2,53
Sicilia	1805630	794245	2553	2764	1,41	3,48	2224060	1064564	3640	2868	1,64	2,69
Sardegna	599309	280466	1119	982	1,87	3,50	732585	363718	1476	1116	2,01	3,07
ITALIA	23.928.517	11.184.804	39.941	45.605	1,67	4,08	27.360.794	13.764.636	53.707	49.059	1,96	3,56

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ACI

5.4 PIANIFICAZIONE ENERGETICO-AMBIENTALE REGIONALE

5.4.1 *Aspetti generali*

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 551/99 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 Piano Energetico Regionale 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 opportunità 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 PEAR.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale 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 costituisce 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 ampia 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. Il Piano 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 i 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.

La pianificazione energetica deve recepire ed utilizzare le disposizioni governative (decreti dei Ministeri delle Attività Produttive e dell'Ambiente), cui si aggiungono i possibili interventi finanziabili con i fondi strutturali 2001-2006, laddove sono previste misure per l'energia e per l'ambiente.

I risultati prevedibili nelle singole regioni con l'attuazione dei decreti sono anche piuttosto consistenti per i prossimi anni. Si avvia un processo che potrà essere ripetuto per gli anni successivi dalle Amministrazioni regionali e locali.

5.4.2 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 sono definibili 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 può seguire strade e metodologie diverse per arrivare a definire un Piano, anche se è opportuno omogeneizzare i criteri generali per effettuare le scelte ed avere specifiche unitarie e riconoscibili per la valutazione dei singoli progetti.

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.

5.4.2.1 Documento di studio per il Piano

Tale documento contiene tre parti tra loro collegate:

- a) Quadro conoscitivo del sistema economico-sociale-energetico-ambientale-territoriale della regione, la sua analisi e interpretazione, di cui:
 - 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 di fattori unitari, 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, 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, di cui:

- 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, 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 dove verranno simulati insieme diversi di interventi, di cui:

- 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 fonti/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, pro-capite);
- l'individuazione di insiemi di interventi possibili e la 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.

5.4.2.2 Piano energetico-ambientale regionale

Il Piano vero e proprio è costituito dall'insieme delle scelte operative fatte dalle singole Regioni in sede tecnica e in definitiva in sede politica, sulla base delle diverse opzioni risultanti dallo studio di Piano, 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 Patti 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.

L'ENEA svolge essenzialmente un ruolo di supporto tecnico-scientifico ed organizzativo del Piano, nella definizione del quadro conoscitivo (struttura dei consumi energetici, scenari energetico-ambientali, potenziali di risparmio energetico e di sfruttamento di risorse energetiche rinnovabili) e nella individuazione degli interventi nei vari settori.

La Regione svolge un ruolo politico che si concretizza nella determinazione delle linee di indirizzo, degli *standard* e delle normative di attuazione e nella programmazione degli interventi e delle necessarie risorse finanziarie (Piano di indirizzo e Piano finanziario).

Le agenzie regionali e locali per l'energia devono, dal canto loro, acquisire capacità di progettazione adeguate, in grado di supportare le strategie di sviluppo locale, gestire la programmazione concertata, favorire l'informazione e la diffusione di tecnologie innovative ed efficienti nel campo dell'energia e dell'ambiente.

In definitiva, punto fondamentale di snodo nel processo di decentramento in campo energetico-ambientale, è l'affermarsi di una prassi programmatoria regionale, esplicantesi attraverso un Piano Energetico Regionale pienamente integrato nel Piano Regionale di Sviluppo e collegato alle altre pianificazioni settoriali in una ottica di sviluppo sostenibile.

L'attuale stato di definizione dei PEAR è riportato nella tabella 5.20. In sei ambiti regionali e provinciali i Piani sono stati approvati dalle rispettive Giunte e dal Consiglio Regionale (Toscana e Valle d'Aosta), mentre in molte altre Regioni sono in corso gli studi per la stesura o l'aggiornamento di Piani precedenti. Nella predisposizione dei Piani, gli Uffici regionali preposti si fanno in genere assistere dall'ENEA, da agenzie regionali, università, consorzi, società private e singoli esperti.

Tabella 5.20 - Stato di definizione dei Piani Energetico-Ambientali Regionali

Regione / Provincia Autonoma	Stato di attuazione
Valle d'Aosta	Approvato con delibera del Consiglio
Piemonte	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2002
Lombardia	Approvato dalla Giunta Regionale nel marzo 2003
P. A. Trento	Approvato dalla Giunta Provinciale nel settembre 1998
P. A. Bolzano	Approvato dalla Giunta Provinciale nel 1997
Veneto	In fase di definizione
Friuli-Venezia Giulia	In fase di predisposizione
Liguria	In fase di definizione
Emilia Romagna	Approvato dalla Giunta Regionale nel dicembre 2002
Toscana	Approvato dal Consiglio Regionale il 18 gennaio 2000
Umbria	In fase di definizione
Marche	In fase di predisposizione
Lazio	Approvato dal Consiglio Regionale il 14 febbraio 2001
Abruzzo	In fase di predisposizione
Molise	In fase di definizione
Campania	In fase di definizione
Puglia	In fase di definizione
Basilicata	Approvato dalla Giunta nell'ottobre 2000
Calabria	Approvato dalla Giunta Regionale nel dicembre 2002
Sicilia	In fase di predisposizione
Sardegna	Approvato dalla Giunta Regionale il 9 marzo 1999

Fonte: Elaborazioni ENEA su informazioni regionali

I PEAR realizzati hanno una impostazione caratterizzata da:

- una più marcata integrazione orizzontale con altri piani non energetici (Piano Regionale di Sviluppo, Piano Territoriale, Piano Trasporti, Piano Rifiuti ecc.), dai quali trarre le indicazioni per meglio definire gli obiettivi energetici da perseguire e, viceversa, per richiedere a questi la necessaria valutazione energetica delle soluzioni individuate, con una concezione sempre più integrata e trasversale del fattore energia;
- una maggiore integrazione con gli aspetti di carattere ambientale, ulteriore fattore di scelta, oltre a quello energetico ed economico, dei possibili interventi. Di fatto, tutti i Piani realizzati hanno considerato prioritario l'obiettivo dell'abbattimento delle emissioni inquinanti derivanti dalla trasformazione e dal consumo delle fonti di energia e, per tale aspetto, si può parlare di Piano Energetico-Ambientale;
- una diversa concezione delle modalità di raggiungimento degli obiettivi del Piano, con una attenzione crescente alla concertazione e condivisione delle scelte con i soggetti interessati.

5.4.3 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 totale 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;
- la produzione di energia da fonti rinnovabili a livello urbano è ancora troppo esigua se non insignificante;
- più ridotta è la percentuale (10%) dei Comuni delle regioni centro-meridionali che hanno predisposto il PEC, mentre al nord questa percentuale sale al 30%.

A livello provinciale le competenze definite dalla Legge 10/91 erano abbastanza modeste, limitandosi praticamente ai compiti di controllo sugli impianti di riscaldamento ambienti relativi ai territori comunali con meno di 40.000 abitanti.

Il Piano Energetico Provinciale trovava dunque difficoltà a collocarsi, in questo settore, con funzione di snodo e collegamento tra il Piano Energetico Regionale e quello Comunale, questi ultimi introdotti dall'art. 5 della Legge 10/91.

Come si è visto nell'apposito riquadro, con il decreto legislativo 112/98 le Province hanno assunto competenze importanti, fra cui:

- la redazione e l'adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico;
- 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 sull'uso razionale dell'energia, oltre che le 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 (25 su 103 e fra queste Milano, Grosseto, Benevento, Biella, Brescia, Torino, Belluno, Cremona, Agrigento, Sassari, Trento, Modena, Macerata, Mantova, Pesaro-Urbino, Reggio Calabria) 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.

5.4.4 Agenda 21 locale: lo stato dell’arte

Gli ultimi anni hanno segnato sicuramente notevoli passi in avanti nella costruzione di politiche per l’ambiente urbano. È cresciuta complessivamente la sensibilità degli operatori pubblici per la tutela e valorizzazione di beni la cui esistenza è spesso minacciata da un uso dissennato del territorio.

Oggi in Italia sono numerose le Amministrazioni che, firmando la Carta di Aalborg e aderendo alla Campagna europea città sostenibili, stanno promuovendo processi di Agenda 21 locale sul proprio territorio. Un primo impulso decisivo in questa direzione è venuto dalla nascita del Coordinamento nazionale Agende 21 locali nel 1999 a Ferrara, recentemente trasformato in Associazione, che ha avuto un ruolo di primo piano nel diffondere, valorizzare e monitorare le esperienze di Agenda 21 locale e nel favorire la partnership e lo scambio di informazioni tra gli Enti locali.

In un contesto di maggiore consapevolezza, lo stesso MATT ha più chiaramente affrontato il nodo delle politiche urbane e del loro rapporto con l’ambiente ed il territorio, avviando nuove iniziative per la promozione di strumenti innovativi di gestione ambientale integrata nella Pubblica Amministrazione, quali incentivi economici mirati (cofinanziamento sulla base di bandi) e sostegno tecnico (linee guida, formazione, progetti pilota ecc.) per la diffusione di sistemi di analisi e organizzazione delle conoscenze (indicatori di sostenibilità, impronta ecologica, contabilità ambientale...) e promuovendo esperienze di progettazione partecipata come l’Agenda 21 locale.

Le analisi sull’attuazione di tali politiche ambientali a livello locale, e delle Agende 21 in particolar modo, hanno rilevato alcuni caratteri specifici connessi alla loro implementazione.

Dalle esperienze analizzate è possibile desumere che l’Agenda 21 ha consentito alle Amministrazioni locali di colmare un vuoto oggettivo nella progettazione sostenibile del territorio. Questo processo di progettazione partecipata veicola le migliori risorse locali (consapevolezza, volontà politica, volontariato sociale, disponibilità di investimento da parte

delle imprese) individuando soluzioni di successo riferite a problematiche effettivamente sentite come prioritarie.

Inoltre esso rappresenta il percorso attraverso cui si creano le condizioni ottimali per attuare effettivamente la pianificazione territoriale e l'occasione per mettere a punto sistemi di obiettivi e Piani d'azione in grado di trasformarsi, anche sul piano formale, nei Piani previsti dalle leggi regionali (Piani di Sviluppo, Piani territoriali e strutturali, Piani di settore) o comunque in grado di orientare in senso sostenibile i loro contenuti.

Infine esso ha spesso consentito di identificare il sistema di obiettivi e indicatori da utilizzare a supporto delle procedure di valutazione ambientale dei piani, previste dalla normativa regionale e nazionale.

Pianificazione territoriale ed il processo di Agenda 21 locale

Le più recenti normative indicano il Piano Territoriale di Coordinamento ed il Piano Strutturale o Regolatore Generale come i quadri di riferimento entro cui stabilire le direttive strategiche per il coordinamento del territorio su tutti i temi di carattere di area vasta e comunale: dall'uso del suolo, alle infrastrutture, ai trasporti, al paesaggio e all'ambiente.

Se questi ultimi hanno una valenza normativa forte, che ne fa strumenti cardine di governo del territorio, l'Agenda 21 locale è uno strumento che basa la sua forza su una capacità di coinvolgimento molto più ampia dei tradizionali strumenti istituzionali.

In tal senso l'Agenda 21 può dare un contributo forte soprattutto nel momento formativo ed in quello esecutivo degli strumenti attuativi della pianificazione urbanistica e territoriale, potendo contare su un'adesione allargata, volontaria e responsabile, sia di soggetti istituzionali che di associazioni, del mondo imprenditoriale e di altre organizzazioni.

Esperienze avviate in molte realtà locali evidenziano come la correlazione fra gli strumenti di governo del territorio e l'Agenda 21 locale crei forti sinergie, da utilizzare al fine della buona riuscita di programmi di gestione e sviluppo del territorio. In entrambi i percorsi ci si basa su un sistema di conoscenza che presuppone il riconoscimento delle risorse presenti, del loro valore relativo, dei principali punti di criticità del sistema, si assume come obiettivo generale la realizzazione di uno scenario ambientale sostenibile, facendo in modo che il processo per il raggiungimento di tale scenario sia di tipo partecipato, ottenuto anche attraverso il confronto con i principali soggetti economici e sociali.

Rispetto agli strumenti di pianificazione territoriale l'Agenda 21 Locale mostra peraltro le seguenti specificità:

- è un processo volontario, attuabile da Amministrazioni di differente livello (Comuni, Province, Regioni), non previsto da leggi specifiche; al contrario degli altri strumenti che invece sono atti "obbligatori";
- gli impegni che ne seguiranno (in particolare quelli contenuti nel piano d'azione locale) dovranno utilizzare strumenti giuridici d'altra natura (ad esempio patti territoriali, accordi di programma ecc.) rispetto ai tradizionali strumenti di governo del territorio che invece potranno prevederne di specifici e cogenti;
- ha un margine di flessibilità operativa maggiore rispetto ad altri strumenti, potendo contare su tempi e modi più efficaci per il raggiungimento degli obiettivi.

Integrazione fra pianificazione energetica ed Agenda 21 locale.

L'esperienza della città di Udine

L'Amministrazione Comunale di Udine ha avviato nel 1999, in concomitanza con l'elaborazione del nuovo Piano Regolatore Generale, un percorso di rinnovamento della pianificazione territoriale integrando, all'interno delle proprie politiche urbane, obiettivi di sostenibilità ambientale, sociale ed economica ed avviando un processo di Agenda 21 locale.

In particolare su due temi tra loro strettamente correlati, come quello della mobilità sostenibile e della pianificazione energetica, si è avviato un processo di approfondimento teso

a valutare la situazione esistente e ad interpretare le aspettative della città riportando, in questo modo, il governo dei due temi ad una unità pianificatoria.

In estrema sintesi, il percorso delineato dal Comune di Udine per modernizzare il proprio approccio al tema energetico e per suscitare consapevolezza nei cittadini e negli operatori, ha seguito le seguenti fasi:

- condivisione dei contenuti e degli obiettivi di un processo di pianificazione energetica orientato alla sostenibilità ed alla situazione energetica nella città di Udine. A tal fine è stato predisposto uno studio per definire, a grandi linee, la realtà dei consumi della città soprattutto per quanto riguarda le grandi utenze pubbliche;
- approfondimenti sull'attività edilizia e sull'utilizzo di tecniche di risparmio e di bioarchitettura;
- attivazione di un processo di confronto con operatori pubblici e privati finalizzato ad acquisire conoscenze su specifici comportamenti, in particolare dei soggetti imprenditoriali privati, ed a verificare la possibilità di comportamenti verso programmi di attività omogenei;
- definizione di obiettivi prioritari orientati alla sostenibilità energetica e alla selezione di indicatori di *performance* delle politiche da attuare, il tutto finalizzato all'elaborazione del Piano di azione locale;
- all'interno di strumenti di pianificazione territoriale, definizione di direttive per l'integrazione degli obiettivi di sostenibilità energetica, in particolare per il nuovo PRGC;
- avvio del processo concreto di pianificazione e programmazione in materia energetica, con la definizione di un coerente sistema di programmi, progetti e strumenti per il perseguimento degli obiettivi individuati.

5.5 SITUAZIONE ENERGETICA A LIVELLO REGIONALE

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 MAP per il Bilancio Energetico Nazionale (BEN), 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 Lombardia (tabella 5.21).

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, con la eliminazione delle duplicazioni dovute all'attività di trasformazione dell'energia. Nella versione estesa del bilancio viene, infatti, riportato il flusso di ciascuna fonte energetica, primaria e derivata, dalla produzione e/o importazione fino agli usi finali in ciascun settore economico.

Anche nella versione di sintesi deve essere verificata l'identità fondamentale del bilancio energetico, data dall'uguaglianza tra disponibilità (offerta) ed impieghi (domanda) di energia. La disponibilità complessiva di energia di un territorio è rappresentata dal suo Consumo Interno Lordo (CIL), il cui valore viene ottenuto dalla somma algebrica della produzione primaria, del saldo in entrata, del saldo in uscita e della variazione delle scorte.

Gli impieghi sono costituiti dai:

- consumi di energia primaria impiegati per le trasformazioni in energia elettrica;
- consumi propri di energia, dovuti al funzionamento degli impianti di trasformazione o di autoproduzione e delle perdite di trasporto e di distribuzione all'utente finale (consumi e perdite del settore energia);
- bunkeraggi internazionali, ovvero i rifornimenti marittimi ed aerei di fonti energetiche fatti ad operatori esteri in ambito territoriale;
- consumi di fonti energetiche utilizzate come materia prima nei processi industriali (usi non energetici);
- consumi di fonti energetiche utilizzate per gli usi energetici finali in agricoltura, nell'industria, nel residenziale, nel terziario e nei trasporti (consumi finali).

Purtroppo la definizione dei BER non può essere tempestiva poiché risente dei ritardi nella disponibilità dei dati ed in particolare del ritardo nella elaborazione del BEN, a cui necessariamente i BER devono fare riferimento come cornice nazionale. Inoltre per la definizione dei BER sono necessarie le principali statistiche economiche regionali. Generalmente il BEN richiede più di un anno per essere definito e formalmente edito, per cui i BER possono essere disponibili solo successivamente.

Tabella 5.21 - Bilancio energetico di sintesi della Regione Lombardia. Anno 1999 (ktep)

Disponibilità e impieghi	Fonti energetiche					Totale
	Combust. solidi (1)	Prodotti petroliferi (2)	Comb. gassosi (3)	Fonti rinnovabili (4)	Energia elettrica (5)	
PRODUZIONE PRIMARIA	7	42	103	2539		2692
SALDO IN ENTRATA	317	23486	12922	94		41670
SALDO IN USCITA		1319				1319
VARIAZIONE DELLE SCORTE		8237				8237
CONSUMO INTERNO LORDO	324	13971	13026	2633	4850	34805
TRASF. DI EN. ELETTRICA DI CUI AUTOPRODUZIONE	-38	-2034	-3548	-2417	8038	
CONSUMI/PERDITE SETT. ENERGIA		-824	-33	-634	634	
BUNKERAGGI INTERNAZIONALI		855		-9	-8177	-9035
USI NON ENERGETICI		529	100			629
AGRICOLTURA		348	16		58	422
INDUSTRIA	275	1103	3647	16	2748	7788
di cui: energy intensive	237	506	2004	1	1257	4006
CIVILE	11	1767	5665	191	1786	9420
di cui: residenziale	11	1428	4310	191	856	6796
TRASPORTI		6512	17		119	6648
Di cui: stradali		5931	17			5948
CONSUMI FINALI	286	9730	9344	207	4710	24278

Nota: La definizione delle macrofonti energetiche del Bilancio di sintesi non corrispondono a quelle del Bilancio Energetico espanso e sono così definite. I bilanci energetici regionali sono riportati nel volume *I Dati* del REA 2002

(1) I combustibili solidi comprendono: carbone fossile, lignite, coke da cokeria, prodotto da carbone non energetici e i gas derivati.

(2) I prodotti petroliferi comprendono: olio combustibile, gasolio, distillati leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, GPL, gas residui di raffineria e altri prodotti petroliferi.

(3) I combustibili gassosi comprendono: il gas naturale e il gas d'officina.

(4) Le rinnovabili comprendono: le biomasse, il carbone da legna, l'eolico, il solare, il solare fotovoltaico, l'utilizzo energetico dei rifiuti solidi urbani, la produzione idroelettrica, la geotermica ecc.

(5) L'energia elettrica è valutata a 2.200 kcal/kWh per il saldo in entrata e in uscita. Per i consumi finali di energia elettrica si valuta a 860 kcal/kWh.

Per l'arrotondamento automatico dei valori in ktep non sempre le somme coincidono all'unità con i valori esposti.

Fonte: ENEA

5.5.2 Valutazione generale

Sulla base dei dati dei BER è possibile procedere ad una analisi energetica comparata tra le regioni italiane che sarà effettuata con gli ultimi dati disponibili relativi al 1999.

Ciascuna regione ha un sistema energetico fortemente correlato alle sue caratteristiche socio-economiche. La storia, l'economia, la posizione geografica hanno determinato in gran parte anche le caratteristiche energetiche delle regioni, alcune delle quali si distinguono, in particolare, per avere risorse energetiche eccedenti le richieste del territorio. Il possesso di una buona conoscenza del sistema energetico regionale in termini di offerta (produzione, importazione, stoccaggi, trasformazione, reti di trasmissione e distribuzione) e di domanda (livelli di consumi finali per fonti e per settori d'impiego) e, inoltre, la conoscenza dell'efficienza e delle modalità di produzione e consumo, è di fondamentale importanza per l'impostazione delle politiche energetiche da parte delle Regioni.

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, ed elettrica in particolare; a queste si aggiungono quelle disaggregate (consumi per

settori e fonti). Tra gli indicatori di efficienza energetica saranno esaminati in particolare quelli calcolati rispetto alle principali variabili economiche e demografiche.

Un primo confronto regionale è mostrato nella tabella 5.22.

Si evidenzia innanzitutto che alcune regioni (Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Marche, Molise, Basilicata, Calabria) presentano una produzione di energia primaria abbastanza simile al proprio consumo.

La produzione di energia primaria della Valle d'Aosta e del Trentino è esclusivamente di origine idraulica, mentre nel Molise è presente un'attività estrattiva di petrolio e di gas naturale da alcuni pozzi *off-shore*. Anche in Basilicata vi è produzione di greggio. In Calabria vi è "produzione" locale di gas *off-shore* destinata in parte a coprire il fabbisogno regionale. La regione Marche ha una produzione apprezzabile di gas naturale, anche *off-shore*, sufficiente anch'esso 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.

La maggior parte delle regioni consuma più energia di quanta disponibile localmente, in termini 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 183,2% nel 2000 (tabella 5.23). Il Trentino ha un *surplus* di energia elettrica del 90,7%. Otto regioni presentano surplus di produzione variabile da intorno al 40% di Liguria, Lazio e Puglia al 3,7% del Veneto.

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 MW, quando invece quella richiesta è di 1.200 MW. Anche in Campania si registra un considerevole deficit nella produzione di energia elettrica.

Importante, al fine della caratterizzazione energetica, è il rapporto tra consumo finale e consumo lordo, indice della quantità di energia primaria trasformata direttamente nella regione.

Nella maggior parte delle regioni i consumi finali costituiscono oltre il 70% dei rispettivi consumi lordi, mentre in Sicilia e Sardegna circa la metà, a fronte di un valore medio nazionale del 68%, 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 dei "consumi e perdite del settore energia".

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% ciascuno; 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 5,6 % ed il 5,2% del totale nazionale.

Per quanto attiene ai consumi delle fonti energetiche, la tabella 5.24 riporta per ciascuna regione e per l'Italia nel suo complesso i dati assoluti e le quote di ciascuna tipologia rispetto al totale.

La lettura della tabella mostra significative differenze a livello regionale. Per i combustibili solidi spiccano le situazioni della Puglia e della Liguria. Per i prodotti petroliferi, quasi tutte le regioni del Sud, la Valle d'Aosta ed il Trentino Alto Adige mostrano dei valori decisamente superiori a quelli medi nazionali (45,9%). L'impiego di gas naturale è pari a quasi il 31% a livello nazionale. Tale valore è generalmente superato nelle regioni centrali ed al Nord, ad esclusione di Lazio, Liguria, Valle d'Aosta e Trentino Alto Adige.

Le quote di consumo di energia elettrica nelle regioni risultano maggiormente in sintonia con la quota nazionale, salvo alcune spiccate differenze come in Sardegna (con una quota superiore per l'assenza del gas naturale) ed in Liguria ed Emilia-Romagna, con una quota inferiore per un maggiore utilizzo di carbone e di gas.

L'analisi dei consumi finali di energia, disaggregati per settore economico (tabella 5.25), mostra che il macrosettore "Agricoltura e Pesca" ha in alcune regioni un peso relativamente maggiore (Puglia, Molise, Basilicata, Marche, Emilia Romagna e Abruzzo), 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, Sardegna e Friuli Venezia Giulia 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" generalmente le regioni del Nord presentano la più alta incidenza dei consumi, superiore alla media nazionale.

Nel settore "terziario" (che comprende anche la Pubblica Amministrazione), la Sardegna e la Puglia presentano il minore peso percentuale, la metà di quello medio nazionale (9,8%). Nello stesso settore, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige e Lazio 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, venti punti in più rispetto alla media nazionale del 33%, dovuta ad un peso ridotto degli altri settori, in particolare del settore "industria", che risulta inferiore di oltre la metà rispetto alla media nazionale. Nel Lazio il settore "trasporti" assorbe quasi la metà dei consumi finali complessivi 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 alcune regioni presentano le distribuzioni dei consumi finali per settore più vicine alla media italiana, mentre in altre si hanno scostamenti anche significativi.

Nel settore "industria" la situazione appare estremamente diversificata, in quanto si evidenziano notevoli oscillazioni intorno al valore medio nazionale del 31,7%, con valori che rispecchiano, tuttavia, la distribuzione territoriale dei grandi insediamenti industriali e/o delle aziende ad alta intensità energetica.

Nel settore "residenziale" incide la diversità strutturale e l'influenza del clima. Tutte le regioni del Nord presentano, ad eccezione del Friuli Venezia Giulia, valori superiori a quello medio nazionale (23%). 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 (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% dei consumi nazionali), mentre in Umbria, Puglia, Molise, Emilia Romagna, Basilicata, Sicilia e Sardegna ed in tutto il Nord, con le sole eccezioni delle Regioni Autonome, predomina il settore "industria".

Tabella 5.22 - Produzione, consumo lordo e consumi finali di energia, per regione. Anno 1999

	Produzione di en. primaria (ktep)	Consumo lordo (ktep)	Consumi finali (ktep)	Consumo finale/consumo lordo (%)
Valle d'Aosta	713	595	432	72,7
Piemonte	3734	15741	11626	73,9
Lombardia	2692	34805	24278	69,8
Trentino A.A.	2241	3169	2411	76,1
Veneto	1024	17060	11485	67,3
Friuli V. Giulia	376	4621	3293	71,3
Liguria	72	6074	3669	60,4
Emilia Romagna	7269	16293	12315	75,6
Toscana	1402	11462	8123	70,9
Umbria	456	2846	1951	68,5
Marche	3771	4294	2829	65,9
Lazio	409	12580	9238	73,4
Abruzzo	1440	3229	2450	75,9
Molise	555	669	498	74,4
Campania	293	9032	6355	70,4
Puglia	1697	13036	8640	66,3
Basilicata	916	1350	982	72,7
Calabria	1807	2665	1913	71,8
Sicilia	1365	14153	6925	48,9
Sardegna	103	6548	3449	52,7
Italia (*)	32336	180221	122863	68,2

(*) ottenuta come somma dei valori regionali

Fonte: Elaborazioni ENEA

Tabella 5.23 - Superi e deficit di energia elettrica nelle regioni (%)

Regione	1990		1995		1998		1999		2000	
	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit
Valle d'Aosta	196,7		230,1		220,2		142,9		183,2	
Piemonte		65,3		62,6		53,2		46,2		42,3
Lombardia		34,0		36,7		41,2		36,6		38,0
Trentino A.A.	63,4		68,2		68,2		78,5		90,7	
Veneto	11,5		25,3		13,9		19,4		3,7	
Friuli V. G.		13,8		6,7	2,0			4,6		27,0
Liguria	155,2		149,7		102,0		90,7		42,1	
E. Romagna		31,5		38,6		49,7		60,7		50,1
Toscana		17,2		3,0	1,3		7,7			4,3
Umbria		61,0		45,1		44,1		43,3		43,4
Marche		88,7		85,3		86,2		87,2		82,5
Lazio	27,5		26,0		31,3		17,4		45,4	
Abruzzo		75,5		67,9		48,9		48,1		34,7
Molise		72,8		57,3		49,1		17,1		15,4
Campania		97,7		81,0		87,2		86,6		81,6
Puglia	3,4			5,0	41,9		35,3		39,3	
Basilicata		76,5		73,2		58,1		48,4		55,1
Calabria	72,7		54,5		40,2		42,4		26,6	
Sicilia	19,7		19,0		15,3		14,5		16,8	
Sardegna		3,8		0,3	1,2			4,5		4,4
Italia		14,7		14,3		14,3		14,3		14,9

Fonte: GRTN

Tabella 5.24 - Consumi finali d'energia per fonte e per regione. Anno 1999

	Comb. solidi	Petrolio	Gas naturale	Fonti rinnovabili	Energia Elettrica	TOTALE	Comb. solidi	Petrolio	Gas naturale	Fonti rinnovabili	Energia Elettrica	TOTALE
	ktep						%					
Valle d'Aosta	3	267	62	28	72	432	0,7	61,8	14,3	6,5	16,7	100,0
Piemonte	110	4417	4713	349	2037	11626	0,9	38,0	40,5	3,0	17,5	100,0
Lombardia	286	9430	9344	207	4710	24278	1,2	40,1	38,5	0,9	19,4	100,0
Trentino A.A.	4	1353	590	40	424	2411	0,2	56,1	24,5	1,7	17,6	100,0
Veneto	38	5018	4142	51	2236	11485	0,3	43,7	36,1	0,4	19,5	100,0
Friuli V.G.	152	1134	1263	29	715	3293	4,6	34,4	38,4	0,9	21,7	100,0
Liguria	599	1570	941	50	509	3669	16,3	42,8	25,7	1,4	13,9	100,0
E. Romagna	21	4732	5636	40	1886	12315	0,2	38,4	45,8	0,3	15,3	100,0
Toscana	402	3431	2696	67	1526	8123	4,9	42,2	33,2	0,8	18,8	100,0
Umbria	3	810	667	22	449	1951	0,2	41,5	34,2	1,1	23,0	100,0
Marche	13	1373	894	67	481	2829	0,5	48,5	31,6	2,4	17,0	100,0
Lazio	32	5387	1996	212	1611	9238	0,4	58,3	21,6	2,3	17,4	100,0
Abruzzo	25	1139	757	32	496	2450	1,0	46,5	30,9	1,3	20,3	100,0
Molise	6	230	151	11	100	498	1,1	46,2	30,3	2,3	20,1	100,0
Campania	64	3692	1290	63	1245	6355	1,0	58,1	20,3	1,0	19,6	100,0
Puglia	2682	3155	1503	32	1268	8640	31,0	36,5	17,4	0,4	14,7	100,0
Basilicata	1	466	308	11	196	982	0,1	47,5	31,3	1,2	19,9	100,0
Calabria	2	1278	236	16	381	1913	0,1	66,8	12,3	0,9	19,9	100,0
Sicilia	52	4552	993	32	1297	6925	0,7	65,7	14,3	0,5	18,7	100,0
Sardegna	1	2610	0	19	819	3449	0,0	75,7	0,0	0,5	23,8	100,0
Italia (*)	4465	56345	38183	1380	22459	122863	3,7	45,9	31,1	1,1	18,3	100,0

(*) ottenuta come somma dei valori regionali

Fonte: ENEA

Tabella 5.25 - Consumi finali d'energia per settore economico e per regione. Anno 1999

	Agr./pesca	Industria	Residenziale	Terziario	Trasporti	TOTALE	Agr./pesca	Industria	Residenziale	Terziario	Trasporti	Totale
	ktep						%					
Valle d'Aosta	2	82	152	57	139	432	0,4	19,1	35,2	13,1	32,2	100,0
Piemonte	218	4067	3266	1077	2997	11626	1,9	35,0	28,1	9,3	25,8	100,0
Lombardia	422	7788	6796	2623	6648	24278	1,7	32,1	28,0	10,8	27,4	100,0
Trentino A.A.	59	518	691	280	863	2411	2,5	21,5	28,6	11,6	35,8	100,0
Veneto	300	3588	2773	1271	3553	11485	2,6	31,2	24,1	11,1	30,9	100,0
Friuli V. G.	69	1406	687	299	831	3293	2,1	42,7	20,9	9,1	25,2	100,0
Liguria	94	1016	1030	395	1134	3669	2,6	27,7	28,1	10,8	30,9	100,0
E. Romagna	427	3952	2871	1351	3714	12315	3,5	32,1	23,3	11,0	30,2	100,0
Toscana	155	2631	1747	876	2714	8123	1,9	32,4	21,5	10,8	33,4	100,0
Umbria	52	724	345	147	682	1951	2,7	37,1	17,7	7,5	35,0	100,0
Marche	94	649	644	270	1171	2829	3,3	23,0	22,8	9,6	41,4	100,0
Lazio	172	1084	2289	1207	4487	9238	1,9	11,7	24,8	13,1	48,6	100,0
Abruzzo	76	736	529	207	902	2450	3,1	30,0	21,6	8,5	36,8	100,0
Molise	21	182	91	35	169	498	4,1	36,5	18,3	7,1	34,0	100,0
Campania	139	1436	1329	527	2924	6355	2,2	22,6	20,9	8,3	46,0	100,0
Puglia	400	4470	1104	429	2236	8640	4,6	51,7	12,8	5,0	25,9	100,0
Basilicata	37	386	162	97	301	982	3,8	39,3	16,5	9,9	30,6	100,0
Calabria	69	278	348	191	1028	1913	3,6	14,5	18,2	10,0	53,7	100,0
Sicilia	243	2544	977	482	2678	6925	3,5	36,7	14,1	7,0	38,7	100,0
Sardegna	105	1414	403	195	1332	3449	3,0	41,0	11,7	5,7	38,6	100,0
Italia (*)	3153	38952	28235	12018	40504	122863	2,6	31,7	23,0	9,8	33,0	100,0

(*) ottenuta come somma dei valori regionali

Fonte: ENEA

5.5.3 Indicatori regionali di efficienza energetica

Nella tabella 5.26 sono riportate, per ciascuna regione e per l'Italia nel suo complesso, le intensità energetiche finali (totale ed elettrica) rispetto al Pil e le intensità dei cinque principali settori di impiego ed i consumi pro capite.

Le principali differenze tra le regioni riguardano i consumi pro capite di energia, per i quali si registrano il valore quattro volte superiore della Val d'Aosta rispetto alla Calabria, e l'intensità energetica dell'industria, con valori di 719,3 e 714,5 tep/ml euro (tonnellate equivalenti di petrolio per milione di euro di VA) rispettivamente per Puglia e Sardegna, a fronte di valori di 101 e 103 tep/ml euro per Lazio e Marche, che testimoniano la presenza nelle prime due regioni di industrie altamente energivore. In agricoltura si evidenzia, inoltre, il divario tra i valori dell'intensità energetica registrati rispettivamente in Valle d'Aosta, Liguria ed Emilia Romagna. 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 1999 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, infatti, 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 la discosta dalle altre regioni e dalla media nazionale: è, insieme, forte consumatrice ed esportatrice di energia elettrica. Il consumo energetico pro capite in questa regione risulta il più elevato (3,6 tep/abitante), quasi il doppio di quello medio nazionale.

Anche il consumo elettrico pro capite risulta in Valle d'Aosta il più elevato, superiore di oltre due terzi a quello medio nazionale ed di oltre tre volte della regione con il più basso valore.

La più elevata intensità elettrica del Pil 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, dopo la Puglia, il valore più elevato.

In Umbria l'elevato valore dell'intensità elettrica del Pil, secondo solo a quello della Sardegna, testimonia l'aumento costante dei consumi elettrici registrato 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 di Lazio, Liguria, Umbria e Marche, presentano un'intensità energetica superiore al valore medio nazionale, mentre quelle meridionali registrano valori decisamente inferiori, ad eccezione della Basilicata.

Tabella 5.26 - Principali indicatori di efficienza energetica regionale. Anno 1999

	Intensità energetica finale del Pil	Intensità elettrica del Pil	Consumi energetici pro capite	Intensità energetica dei consumi delle famiglie	Intensità elettrica del consumo privato delle famiglie	Intensità energetica dei trasporti rispetto al Pil	Intensità energetica dell'industria	Intensità energetica del terziario	Intensità energetica dell'agricoltura
	tep/Ml euro	GWh/Ml euro	tep/ab	(tep/Ml euro)	GWh/Ml euro	tep/Ml euro	tep/Ml euro	tep/Ml euro	tep/Ml euro
Valle d'Aosta	149,8	296,9	3,6	82,6	95,3	48,2	356,0	29,7	43,4
Piemonte	136,2	286,4	2,7	67,2	93,6	35,1	180,4	21,8	104,0
Lombardia	119,9	288,6	2,7	63,0	92,2	32,8	137,3	22,5	114,1
Trentino A..A.	115,0	236,2	2,6	53,8	75,9	41,2	170,0	20,0	71,3
Veneto	126,7	295,6	2,5	52,7	88,9	39,2	144,8	25,0	97,7
Friuli V.G.	144,7	367,8	2,8	50,7	95,6	36,5	295,1	20,6	98,5
Liguria	124,8	206,0	2,3	51,6	90,0	38,6	302,4	18,5	134,5
E. Romagna	143,8	259,4	3,1	56,8	81,0	43,4	177,6	27,1	132,8
Toscana	122,4	267,9	2,3	42,4	95,0	40,9	182,3	20,9	117,5
Umbria	140,7	372,7	2,3	40,8	99,8	49,2	267,4	16,7	93,9
Marche	110,3	239,8	1,9	40,8	86,3	45,7	103,1	17,9	108,4
Lazio	94,8	199,2	1,8	39,2	107,2	46,0	101,7	16,2	105,9
Abruzzo	132,6	318,5	1,9	44,6	97,6	48,8	198,4	18,7	99,7
Molise	114,4	273,7	1,5	32,4	95,0	39,0	267,1	12,7	88,3
Campania	101,3	227,8	1,1	29,8	119,4	46,6	179,6	11,9	62,8
Puglia	184,9	226,7	2,1	32,9	113,2	47,9	719,3	14,2	116,6
Basilicata	126,4	298,9	1,6	35,0	102,1	38,7	339,8	21,3	60,5
Calabria	87,7	206,4	0,9	20,7	116,6	47,1	209,0	12,6	47,1
Sicilia	121,2	295,6	1,4	23,1	130,1	46,9	549,5	11,9	94,6
Sardegna	161,5	493,7	2,1	27,8	135,2	62,4	714,5	13,4	104,1
Italia (*)	124,8	240,3	2,1	43,1	100,7	41,1	195,4	19,3	101,7

(*) ottenuta dalla somma dei valori regionali

Fonte: ENEA

APPENDICE 5A: I FONDI STRUTTURALI

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.

Il documento generale che definisce le linee strategiche per la programmazione dei Fondi Strutturali è il Quadro Comunitario di Sostegno (QCS), che contiene un'analisi della situazione di partenza, la strategia di interventi per l'azione congiunta dell'Unione europea e dello Stato, gli assi prioritari di intervento, i loro obiettivi specifici, la valutazione dell'impatto atteso, la dotazione finanziaria, l'identificazione dei Programmi Operativi e le condizioni di realizzazione.

I Fondi Strutturali sono quattro: Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR), Fondo Sociale Europeo (FSE), Fondo Europeo Agricolo di Orientamento e Garanzia (FEAOG) e Strumento Finanziario di Orientamento della Pesca (SFOP).

Il 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 sue risorse 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.

Il FSE è destinato a prevenire e combattere la disoccupazione e a favorire l'integrazione nel mercato del lavoro. Campi di azione del FSE sono l'integrazione professionale dei disoccupati di lunga durata, l'integrazione professionale dei giovani disoccupati, l'integrazione professionale delle persone escluse dal mercato del lavoro, la promozione delle pari opportunità per tutti nel mercato del lavoro, le misure specifiche per migliorare la situazione delle donne 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 FEAOG 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 FEAOG sono gli investimenti nelle aziende agricole (ammodernamento, riduzione dei costi di produzione, qualità dei prodotti, ambiente), l'aiuto all'insediamento dei giovani agricoltori e la formazione professionale, gli aiuti al prepensionamento, gli aiuti compensativi a favore delle zone svantaggiate, le misure agroambientali, la trasformazione e la commercializzazione dei prodotti agricoli, lo sviluppo e la valorizzazione delle foreste, lo sviluppo delle zone rurali mediante servizi alla popolazione, la promozione dell'economia locale, la promozione del turismo e dell'artigianato.

Obiettivo dello SFOP è contribuire a conseguire l'equilibrio tra le risorse del settore della pesca e il loro sfruttamento. Esso mira inoltre ad accrescere la competitività del settore e lo sviluppo delle zone dipendenti dalla pesca. Campi d'azione dello SFOP sono l'adeguamento dello sforzo di pesca, l'ammodernamento della flotta, lo sviluppo dell'acquacoltura, la protezione delle zone marine, l'attrezzatura dei porti di pesca, la trasformazione e la 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.

L'Obiettivo 1 è teso a promuovere, rilanciare e adeguare lo sviluppo strutturale delle regioni in ritardo, in cui il Pil è inferiore al 75% della media dell'Unione europea.

I due terzi delle azioni dei Fondi Strutturali sono utilizzate in applicazione dell'Obiettivo 1. Circa il 20% della popolazione totale dell'Unione europea è interessata dalle misure adottate nel quadro di tale obiettivo. Esso è finanziato da tutti i Fondi Strutturali (FERS, FSE, FEOAG e SFOP).

Le regioni italiane coinvolte sono: Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna e, in regime transitorio, il Molise.

L'Obiettivo 2 è finalizzato a favorire la riconversione economica e sociale delle zone con difficoltà strutturali diverse da quelle ammissibili dall'Obiettivo 1.

Esso riguarda le zone in fase di mutazione economica, le zone rurali in declino, le zone dipendenti dalla pesca che si trovano in una situazione di crisi e i quartieri urbani in difficoltà. In tale obiettivo rientra circa il 18% della popolazione dell'Unione europea. Esso è finanziato dai Fondi Strutturali FERS e FSE. In Italia i Comuni interessati sono situati nelle regioni del Centro-Nord.

L'Obiettivo 3 è finalizzato a favorire l'adeguamento e l'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, stimata rispettivamente in quote del 70% e del 30%. In particolare nei progetti infrastrutturali è previsto il coinvolgimento del settore privato nel finanziamento e nella gestione degli interventi, con una partecipazione indicativa 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 di euro destinate al sostegno transitorio. Il cofinanziamento pubblico nazionale è stabilito in via indicativa in 2.522 milioni di euro, con una percentuale di partecipazione, stimata in quote del 70% e del 30%, rispettivamente dello stato e delle regioni.

Per 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 di 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 di programmazione: programmazione, gestione e attuazione, monitoraggio e valutazione.

Gli interventi previsti per l'Obiettivo 1 sono contenuti nei 7 Programmi Operativi Regionali (POR) e nei relativi Complementi di Programmazione (contengono informazioni dettagliate utili ai fini dell'attuazione dei programmi operativi).

Per l'Obiettivo 1, oltre ai POR, le linee di intervento settoriali a valenza nazionale da attuare attraverso 7 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, con i relativi Complementi di programmazione.

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 nazionale (PON) redatto dal Ministero del Lavoro e delle politiche sociali.

I Fondi Strutturali, oltre alle azioni previste nell'ambito del raggiungimento dei tre Obiettivi prioritari, finanziano, tramite i Programmi di Iniziativa Comunitaria (PIC), i seguenti settori:

- cooperazione transfrontaliera, transnazionale, interregionale volta a incentivare uno sviluppo armonioso, equilibrato e durevole dell'insieme dello spazio comunitario (INTERREG);
- rivitalizzazione economica e sociale delle città e delle zone adiacenti in crisi, per promuovere uno sviluppo urbano sostenibile (URBAN);
- sviluppo rurale (LEADER);
- cooperazione transnazionale per promuovere nuove forme di lotta alle discriminazioni e alle disuguaglianze di ogni tipo in relazione al mercato del lavoro (EQUAL).

Interventi in campo energetico previsti dal Programma Operativo Nazionale "Assistenza Tecnica e Azioni di Sistema" (PON ATAS)

La misura 1.2 del PON ATAS prevede azioni di assistenza tecnica e supporto operativo per l'organizzazione e la realizzazione delle attività di indirizzo, di coordinamento e orientamento delle Amministrazioni centrali non titolari di PON ma con competenze "trasversali", di attuazione e/o di coordinamento/indirizzo.

La misura viene attuata sulla base di Progetti Operativi (PO), presentati all'Autorità di gestione del presente PON dalle Amministrazioni centrali trasversali. Tali Progetti Operativi, contengono e rendono coerenti tra loro un insieme di strumenti e servizi funzionali alle finalità

della misura (servizi di assistenza tecnica; attività consulenziali; risorse umane specializzate; strumenti metodologici; studi specifici; forniture informatiche).

Uno dei Progetti Operativi proposto dal MAP ha il seguente titolo: Interventi di supporto per il potenziamento delle attività di coordinamento, indirizzo, assistenza tecnica alle Regioni nel settore dell'energia.

Tale Progetto Operativo prevede tre Azioni i cui soggetti attuatori sono l'ENEA per l'Azione 1, l'Istituto per la Promozione Industriale (IPI) per l'Azione 2 e il MAP per l'Azione 3.

Azione 1 Sostegno alla progettazione e realizzazione dei Piani Energetici Regionali Linea A: Assistenza tecnica e attività di indirizzo alle Regioni per la loro attività di programmazione territoriale nel settore dell'energia

L'attività prevista sarà indirizzata al miglioramento del quadro conoscitivo di base energetico, economico e strutturale. Nell'ambito di questa linea di intervento verranno definite le metodologie per la raccolta e l'elaborazione di dati relativi al settore energetico in modo da garantire la rilevanza e la comparabilità a livello nazionale.

Il Sistema Informativo, elaborato e implementato nell'ambito del tavolo concertativo, costituirà uno strumento a supporto della programmazione energetica regionale. In particolare saranno svolte le seguenti attività:

- supporto alla raccolta dei dati di base energetici, economici e strutturali;
- realizzazione e gestione di un apposito *data base*;
- supporto all'elaborazione dei Bilanci Energetici Regionali (BER) con metodologia compatibile con quella del Bilancio Energetico Nazionale (BEN);
- individuazione ed elaborazione di indicatori di efficienza energetica a base regionale;
- consulenza ed assistenza tecnica alle Amministrazioni regionali;
- messa a punto e revisione delle metodologie.

Linea B: Trasferimento alle Regioni di una metodologia per l'implementazione di un sistema informativo energetico-ambientale a scala locale attraverso la costituzione di un apposito Tavolo concertativo

L'attività prevista sarà mirata al miglioramento del quadro conoscitivo, energetico e ambientale per i settori produttivi di maggiore interesse presenti sul territorio regionale, con particolare focalizzazione su quelli inseriti nei distretti industriali. Il Sistema Informativo costituirà uno strumento a supporto del processo decisionale per l'implementazione dei progetti di efficienza e risparmio energetico. Per ciascun settore di prioritario interesse regionale sono previste le seguenti azioni:

- elaborazione di un *format* per la definizione del quadro di riferimento (stato dell'arte, andamento del mercato, principali *input/output* dei processi, bilanci energetici e di materia ecc.);
- validazione del *format*;
- applicazione del *format* al fine di individuare il livello di penetrazione delle tecnologie efficienti, il potenziale di miglioramento dell'efficienza energetica e i benefici ambientali derivanti dalla loro applicazione, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di CO₂;
- applicazione del *format* per la valutazione dei costi relativi alla realizzazione degli interventi selezionati (interventi effettuati per migliorare l'efficienza energetica, prospettive e strategie per l'energia e l'ambiente ecc.).

Linea C: Attività di consulenza alle Regioni in merito all'attuazione di misure per la produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione dell'intensità energetica nei settori di uso finali dell'energia, nonché per la realizzazione di una banca dati, articolata per sportelli regionali, sulle tecniche e tecnologie più avanzate

L'attività prevista sarà mirata alla individuazione ed alla rimozione delle più significative barriere di tipo tecnico che si frappongono alla realizzazione di interventi di razionalizzazione energetica e ambientale, nonché al riordino ed alla semplificazione delle procedure per la realizzazione degli interventi di incremento della efficienza energetica e di utilizzo delle fonti rinnovabili di energia. Le attività previste sono le seguenti:

- assistenza tecnica per l'analisi delle barriere all'utilizzo delle fonti rinnovabili ed individuazione di possibili soluzioni procedurali a supporto dell'attività delle Amministrazioni regionali;
- supporto alla costituzione della rete locale dei tecnici responsabili dell'uso razionale dell'energia e sensibilizzazione alla loro nomina;
- elaborazione di soluzioni tecniche "tipo" per la realizzazione di interventi di incremento dell'efficienza energetica e di uso di fonti di energia rinnovabile;
- elaborazione e diffusione di metodologie di valutazione tecnico-economica inerenti interventi di riduzione dell'intensità energetica nei sistemi di uso finale dell'energia;
- individuazione e formalizzazione di criteri di scelta delle migliori opzioni tecnologiche;
- sviluppo di metodologie di confronto tra differenti soluzioni tecnologiche (*benchmarking*) e diffusione dei casi di successo;
- assistenza tecnica finalizzata alla realizzazione di una banca dati, articolata per sportelli regionali, sulle tecniche e tecnologie più avanzate relative alle fonti rinnovabili e al risparmio energetico.

Azione 2 Supporto per l'attuazione delle misure nel settore energia contenute nei POR

Linea D: Assicurare supporto alla Pubblica Amministrazione locale per l'utilizzo di tecniche di finanziamento per interventi energetici anche attraverso l'individuazione di misure compensative per regioni e aree periferiche penalizzate nell'approvvigionamento energetico

L'attività sarà mirata al superamento delle barriere di tipo finanziario ed amministrativo per la realizzazione di interventi nel settore energia; in particolare si intende favorire il coinvolgimento di risorse finanziarie private nella realizzazione di progetti energetici. Le attività previste sono le seguenti:

- rilevazione delle principali problematiche connesse all'impiego delle tecniche di finanziamento alternative per la realizzazione di progetti in ambito energetico ed individuazione di possibili soluzioni;
- definizione di linee guida per standardizzare/ottimizzare la realizzazione degli interventi;
- elaborazione di linee guida per la predisposizione del *business plan*;
- elaborazione di procedure tipo e dei capitolati di riferimento;
- assistenza tecnica e tutoraggio alle Amministrazioni regionali nella fase di avvio degli interventi;
- individuazione di misure compensative (defiscalizzazione ecc.) per regioni e aree periferiche che per la loro ubicazione geografica sono penalizzate nell'approvvigionamento energetico.

Linea E: Azioni di sistema volte ad assicurare la verifica, il monitoraggio, la coerenza degli interventi realizzati nel settore dell'energia

L'attività sarà indirizzata ad assicurare il coordinamento delle politiche settoriali e l'integrazione tra l'azione dei diversi soggetti coinvolti (Commissione europea, Regioni, Ministeri interessati e *partner* socio economici). Sarà inoltre volta a fornire assistenza tecnica alle Regioni nella definizione degli interventi tenendo conto delle specifiche risorse e necessità del territorio e della coerenza con gli interventi nazionali, in considerazione dell'impatto economico, ambientale e sociale delle iniziative.

Queste sono le azioni previste:

- assicurare il recepimento della normativa sulla liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas;
- analizzare gli effetti del processo di liberalizzazione del settore elettrico e del gas a livello regionale;
- analizzare l'efficacia dei meccanismi di incentivazione delle rinnovabili adottati in Italia e individuare gli elementi di criticità, elaborare strumenti per l'integrazione delle rinnovabili nelle realtà produttive regionali;
- definire nuovi strumenti per incentivare il risparmio energetico e la produzione di energia da fonti rinnovabili, da impianti ad alta efficienza e basso impatto ambientale;
- supportare le Regioni nella emanazione dei bandi relativi alle misure "Energia" inserite nei POR e definire metodologie per la verifica della validità dei progetti.

Linea F: Assistenza tecnica ed attività di indirizzo alle Regioni per la realizzazione di interventi territoriali nel settore dell'energia attraverso azioni di affiancamento nella definizione di accordi e convenzioni con enti e soggetti produttori di energia

Verranno supportate le Regioni nella fase di recepimento di funzioni e compiti (limitatamente al settore energia), al fine di consentire la completa e ottimale attuazione delle misure nel settore energia contenute nei POR. Le attività previste sono le seguenti:

- consulenza sulla normativa comunitaria, nazionale e regionale di riferimento;
- supporto al riordino, razionalizzazione, semplificazione e monitoraggio della normativa regionale ed assistenza alle strutture competenti per la conseguente applicazione;
- rilevazione delle principali problematiche inerenti la localizzazione, la costruzione o la gestione delle infrastrutture energetiche ai fini dell'elaborazione di procedure standardizzate per l'autorizzazione ed il controllo degli interventi;
- azioni di assistenza ed affiancamento alle Regioni nella definizione di accordi e convenzioni con enti e soggetti produttori di energia.

Azione 3 Istituzione della Segreteria tecnica

In conformità a quanto previsto dalla delibera CIPE n. 156 del 21 dicembre 2000 sulla "finalizzazione risorse assistenza tecnica" e dal paragrafo 6.4.3 del QCS 2000-2006 è prevista l'istituzione, presso la Direzione generale energia e risorse minerarie del MAP, di una apposita Segreteria tecnica formata da personale interno al fine di assicurare un'efficiente gestione degli interventi cofinanziati dai Fondi Strutturali dell'Obiettivo 1 e di incentivare la produttività del relativo personale.

Piano Finanziario

Regione	Costo totale (milioni di euro)	Risorse statali (milioni di euro)	Risorse comunitarie (milioni di euro)	Soggetti attuatori (milioni di euro)	Tasso partecipazione fondo strutturale
Azione 1	2,79	0,70	2,09	0,21	75%
Azione 2	2,79	0,70	2,09	0,21	75%
Azione 3	0,42	0,1	0,31	0,03	75%
TOTALE	6,00	1,50	4,50	0,45	75%

Interventi in campo energetico previsti dai Programmi Operativi Regionali dell'Obiettivo 1

Basilicata

La misura 1.6 del POR mira da una parte alla riqualificazione dell'offerta energetica regionale, attraverso la produzione di energia da fonti rinnovabili, e dall'altra, al miglioramento dell'affidabilità della distribuzione di energia elettrica in favore del sistema produttivo, 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 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 in favore del sistema produttivo 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.

Nell'ambito della misura 1.3 dal titolo "Rifiuti ed inquinamento", attraverso il coinvolgimento anche di operatori e capitali privati, è prevista inoltre la realizzazione di impianti destinati alla produzione di energia da combustibili da rifiuti (CDR).

Calabria

La misura 1.11 del POR promuove una serie di interventi volti a completare, qualificare e rendere più consono alle compatibilità ambientali il sistema di produzione, trasmissione e utilizzo 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 1.12 del POR 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, solare-fotovoltaico, 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 tra le altre cose prevede, per l'aspetto relativo allo smaltimento, la realizzazione di impianti di termovalorizzazione.

Molise

La misura 1.8 del POR 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 intende puntare su un obiettivo ambizioso, quello di servire con reti di metano tutti i suoi Comuni.

Puglia

La misura 1.9 del POR 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 non superiore a 10 MW;
- riduzione dell'inquinamento atmosferico con la produzione di energia da fonti rinnovabili (vento), con potenza nominale complessiva installata nel singolo campo inferiore o uguale a 10 MW elettrici;
- riduzione di inquinamento atmosferico con la produzione di energia da fonti rinnovabili (solare fotovoltaico) con potenza nominale complessiva installata nel singolo campo non inferiore a 5 kW e non superiore a 20 kW collegati alla rete elettrica;
- solare termico.

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) destinato alla produzione di energia.

Sardegna

La misura 1.6 del POR 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 tipologia, 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 MW 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 m² 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 MW o due impianti di cogenerazione da 4 MW ciascuno, oppure un impianto di sola generazione elettrica da 8 MW o due impianti da 4 MW 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, a valle del processo di riutilizzo e riciclo, l'incenerimento con recupero energetico di una frazione dei rifiuti.

Sicilia

La misura 1.17 del POR (Diversificazione produzione energetica) si articola in cinque diversi settori di intervento, in base alle tecnologie di utilizzo di fonti energetiche rinnovabili.

Energia eolica. Sono previsti impianti eolici con potenza complessiva minima di 1 MW (anche inferiori nelle isole minori), realizzati con aerogeneratori di potenza minima pari a 500 kW. Obiettivo atteso: realizzazione di impianti per una potenza nominale complessiva di 200 MW.

Biomassa. Sono previsti interventi finalizzati alla produzione di energia elettrica e termica attraverso l'utilizzo di residui agricoli, forestali e industriali, mediante trattamenti termici (combustione, gassificazione) o processi biologici/chimici di digestione e fermentazione di materiale organico. Obiettivo atteso: realizzazione di impianti per una potenza elettrica complessiva pari a 60 MW.

Solare fotovoltaico. È prevista la realizzazione di impianti per una potenza complessiva pari a 5 MW a servizio di utenze industriali e turistiche.

Solare termico. Sono previsti interventi di produzione di energia termica a bassa ed alta temperatura (solare termodinamico), al servizio di utenze collettive, attività produttive e speciali (es. dissalazione). Per quanto riguarda gli impianti solari a bassa e media temperatura, saranno favoriti gli interventi che dimostrano un più elevato "fattore di copertura solare" rispetto al fabbisogno energetico dell'utenza.

Geotermia. A fronte della rilevazione di giacimenti geotermici nel territorio regionale e nelle isole minori, potranno essere finanziati opportuni interventi di sfruttamento delle risorse geotermiche per la produzione di energia elettrica. È previsto inoltre, misura 1.16 (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 1.14 (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.

Dati finanziari delle misure in campo energetico contenute nei POR dell'Obiettivo 1

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	128,7	61,8	30,9	66,9	24%
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	1.16	355	125	56,2	230	16%
Sicilia	1.17	256	126	56,7	130	22%

I dati riportati nella tabella non tengono conto delle risorse finanziarie che saranno destinate al recupero energetico dei rifiuti, in quanto non disponibili.

Interventi in campo energetico previsti dai programmi operativi regionali dell'Obiettivo 2

Friuli Venezia Giulia

L'Azione 2, contenuta nella Misura 3.1 del Documento Unico di Programmazione per l'Obiettivo 2, dal titolo: "Valorizzazione delle fonti energetiche rinnovabili", prevede:

- la realizzazione di nuove centraline idroelettriche con potenze inferiori a 3 MW. La scelta delle "piccole taglie" è legata alla necessità di disegnare piani energetici

sostenibili nei quali sia promosso lo sviluppo di fonti energetiche a basso impatto ambientale, particolarmente adatte al contesto montano;

- il progetto geotermia: mirato allo sfruttamento dell'energia geotermica presente in una vasta area del territorio lagunare, al fine del riscaldamento di edifici pubblici. Con tale intervento ci si propone la realizzazione nel Comune di Grado di un impianto pilota, della potenza massima di 2 MW, per lo sfruttamento delle acque calde presenti a 800-900 m di profondità, mediante scambiatori di calore di superficie, con re-iniezione nel sottosuolo;
- il progetto teleriscaldamento: diretto alla realizzazione di un impianto pilota di teleriscaldamento, che prevede l'utilizzo di biomassa di origine forestale per la produzione di calore e la sua distribuzione, mediante una rete di tele riscaldamento, a vantaggio di strutture pubbliche e private. È categoricamente escluso, ai fini dell'alimentazione dell'impianto, l'impiego di cascami di legno con tracce di verniciatura o altri trattamenti a base di sostanze di sintesi, o ancora di morchie di verniciatura. Per la realizzazione di detto impianto è stato individuato il territorio del Comune di Arta Terme, data la disponibilità in loco di biomasse di origine forestale, la vocazione turistica della zona e la compattezza del centro abitato. Il progetto dell'impianto è stato già elaborato nell'ambito del Programma Interreg II Italia Austria.

Liguria

La misura 2.3 del Documento Unico di Programmazione per l'Obiettivo 2 dal titolo: "Sviluppo fonti energetiche rinnovabili e risparmio energetico", prevede interventi che riguardano la realizzazione di:

- impianti eolici;
- impianti solari termici;
- impianti solari fotovoltaici *grid-connected* e *stand-alone*;
- recupero di centraline idroelettriche, ovvero realizzazione di nuove centraline idroelettriche solo se integrate con i sistemi acquedottistici delle reti idriche potabili locali;
- impianti di cogenerazione e distribuzione del calore in teleriscaldamento di potenza non superiore a 5 MW termici alimentati da biomasse di origine agro-forestale;
- impianti di cogenerazione e distribuzione del calore in teleriscaldamento alimentati da biogas;
- reti di distribuzione di calore in teleriscaldamento alimentate da impianti che utilizzano biomasse agro-forestali.

Oltre alla realizzazione degli impianti ed all'acquisto delle relative attrezzature saranno ammessi a cofinanziamento anche i collegamenti alla rete elettrica esistente.

Toscana

L'obiettivo delle misure 3.1 e 3.2 del DOCUP è quello di favorire la riduzione delle emissioni dei gas serra, nel rispetto delle scadenze previste per gli obiettivi mondiali e comunitari, attraverso l'aumento dell'efficienza nel settore elettrico, la sicurezza, diversificazione ed economia degli approvvigionamenti, la riduzione dei consumi energetici e l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Gli interventi ammissibili riguardano in particolare:

- progetti di centrali di produzione di energia da fonti rinnovabili e, precisamente, centrali idroelettriche di piccola-media potenza (fino a 10 MW), i parchi eolici, parchi solari, centrali di produzione sia elettrica sia termica alimentate da biomasse nonché i

progetti che prevedono l'utilizzazione di nuovi insediamenti o espansioni di attività o che utilizzano fluidi geotermici a bassa entalpia;

- progetti di teleriscaldamento urbano, con particolare riferimento alle aree degradate, progetti di centrali di cogenerazione per utenze civili, industriali e miste e progetti finalizzati all'ottimizzazione dei consumi energetici.

La misura assegna un carattere di priorità ai:

- progetti inerenti fonti di energia rinnovabile;
- progetti integrati, ovvero che presentino forme di integrazione e trasversalità rispetto alle misure del DOCUP e che si riferiscano ad aree produttive, turistiche ed urbane, distretti industriali piuttosto che a singole porzioni di territorio;
- progetti che presentino carattere di miglioramento della *performance* ambientale espressa in termini di qualità ambientale (adesione a sistemi di certificazioni ambientali), qualità progettuale (rispondenza ai criteri della legislazione di settore) e qualità di processo (capacità di riduzione delle pressioni ambientali).

Lombardia

La misura 3.4 del DOCUP dal titolo: "Iniziative per la sostenibilità ambientale della produzione e dell'uso dell'energia", si propone di sviluppare iniziative dimostrative in campo energetico finalizzate alla diminuzione della dipendenza dal combustibile fossile nelle aree interessanti.

Le iniziative da sostenere riguardano l'attivazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili (eolica, solare, geotermica, idroelettrica fino a 10 MW, biomasse vegetali ecc.) ed interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, nei casi di proprietà pubblica e quando utilizzati per edifici destinati dalla Pubblica Amministrazione allo svolgimento dei propri fini istituzionali.

Le iniziative finanziate consentiranno inoltre, attraverso la valorizzazione delle risorse locali, di perseguire importanti obiettivi quali il radicamento delle popolazioni al territorio, il miglioramento delle condizioni ambientali con la riduzione di emissioni climalteranti e infine la difesa del suolo attraverso il governo delle aree boscate e l'impulso alla regimazione dei piccoli corsi d'acqua.

Veneto

L'obiettivo della misura 2.2 del DOCUP dal titolo: "Interventi di carattere energetico", è quello di:

- aumentare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili;
- incentivare il risparmio energetico e il miglioramento dell'efficienza degli impianti;
- realizzare progetti dimostrativi per la promozione del risparmio energetico.

Per la finalità A) la misura si propone di incentivare:

- impianti per l'utilizzo di biomasse per la produzione di energia termica e/o elettrica anche connessi a reti di distribuzione del calore;
- impianti ad "acqua fluente" per produzione di energia idroelettrica fino a 10 MW;
- impianti per l'utilizzo dell'energia solare mediante sistemi solari "attivi";
- impianti e/o reti per l'utilizzazione energetica delle risorse geotermiche.

Per la finalità B) la misura si propone di incentivare:

- impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore da fonti convenzionali;

- sistemi di recupero di energia termica e/o meccanica in processi o in impianti e sistemi atti a ridurre i consumi di combustibili e le immissioni in atmosfera; realizzazione di reti pubbliche di teleriscaldamento;
- ottimizzazione della produzione di energia elettrica in relazione alla richiesta della rete.

Per la finalità C):

- realizzazione di edifici dimostrativi – di proprietà pubblica e con destinazione culturale, ricreativa, sportiva – che prevedano l’integrazione di sistemi solari attivi e passivi e l’adozione di componenti edilizi e impiantistici innovativi volti a ridurre i consumi energetici.

P. A. Trento

Gli obiettivi della misura 2.2 del DOCUP dal titolo: “Interventi per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e per la riduzione delle emissioni che contribuiscono alla alterazione del clima” sono:

- lo sviluppo e il potenziamento dell’uso delle risorse rinnovabili disponibili localmente, mediante l’incentivazione degli impianti di combustione a biomassa ottenibile dalla manutenzione dei boschi o materiali derivanti dagli scarti di lavorazioni;
- l’installazione di impianti solari termici e fotovoltaici;
- la messa in opera di isolamenti termici e di tecniche che limitino la dispersione di energia privilegiando l’utilizzo di materiali locali a basso impatto ambientale;
- la possibilità di realizzazione di piccoli impianti idroelettrici su condotte esistenti o il ripristino di piccoli impianti dismessi qualora risultino oggi convenienti con le nuove tecnologie.

Lazio

La misura 1.3 del DOCUP dal titolo: “Produzione di fonti energetiche rinnovabili” prevede:

- interventi di produzione energetica da fonti rinnovabili (fotovoltaico e solare termico, eolico, utilizzo fluidi geotermici, centrali idroelettriche di piccola potenza inferiore a 10 MW, biomassa);
- interventi finalizzati all’uso razionale dell’energia diretti al conseguimento del risparmio energetico, al miglioramento dell’efficienza energetica dei processi tecnologici che usano e trasformano energia, allo sviluppo delle fonti di energia assimilate alle rinnovabili, così come definite all’art. 1 comma 3 della Legge 9 gennaio 1991, n. 10, quali la cogenerazione, il calore recuperabile dai fumi di scarico e da impianti termici, da impianti elettrici e da processi industriali, nonché le altre forme di energia recuperabili in processi, in impianti e in prodotti, ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nella illuminazione degli edifici, con interventi sull’involucro edilizio e sugli impianti; nell’ambito di tale azione non sarà ammissibile il cofinanziamento di impianti di produzione che utilizzano scarti di processi produttivi, salvo le biomasse.

L’azione è rivolta ai soggetti pubblici che potranno realizzare tali interventi anche promuovendo accordi volontari a livello locale e/o di settore.

Dati finanziari delle misure in campo energetico contenuti nei DOCUP dell'Obiettivo 2

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
Friuli	3.1.2	7,2	7,2	2,2	0	30%
Liguria	2.3	5,6	5,6	1,7	0	30%
Toscana	3.1	10,2	10,2	3,5	0	35%
Toscana	3.2	16,0	16,0	5,6	0	35%
Lombardia	3.4	20,3	20,3	10,1	0	50%
Veneto	2.2	18,1	18,1	9,1	0	50%
Trento	2.2	6,1	5,1	1,5	1,0	16%
Lazio	1.3	6,4	5,8	2,9	0,6	45%

APPENDICE 5B: AGENZIE LOCALI PER L'ENERGIA E RETE RENAEL

La rete nazionale delle Agenzie energetiche locali

Con il programma SAVE la Commissione europea ha promosso la creazione di Agenzie regionali e locali finalizzate ad incentivare l'uso razionale dell'energia e a valorizzare le risorse energetiche locali e le fonti rinnovabili, individuando in questo tipo di azione uno strumento fondamentale per lo sviluppo sostenibile. In pochi anni sono sorte oltre 250 Agenzie nei vari paesi dell'Unione europea.

Nel dicembre 1998 le Agenzie sorte sulla base dei finanziamenti del programma SAVE II, nell'incontro di Cork (Irlanda) hanno redatto e sottoscritto in sede comunitaria una Carta delle Agenzie europee regionali e locali per la gestione dell'energia.

Questa carta, oltre ad esporre i principi guida, gli obiettivi e le modalità di funzionamento che caratterizzano le Agenzie locali e regionali, sottolinea l'importanza della cooperazione e della dimensione di rete per una più efficace condivisione delle esperienze, per una migliore diffusione dei progetti e delle informazioni e per attivare le opportune sinergie con i livelli istituzionali e locali, nazionali ed europei, con le collettività locali e con il mondo produttivo.

Anche in considerazione di ciò, le Agenzie locali italiane che hanno condiviso e sottoscritto la Carta di Cork, hanno formalmente costituito nell'ottobre 1999 a Roma la Rete nazionale delle agenzie energetiche locali (Renael).

Obiettivi ed attività

Mentre le Agenzie devono farsi interpreti delle diverse realtà locali e agire come punto di riferimento per Enti pubblici, piccole e medie imprese, operatori del settore, associazioni di categoria e consumatori per individuare e promuovere progetti in campo energetico ricercando l'integrazione con altre politiche settoriali, Renael è strumento e veicolo di sinergie e sussidiarietà per le Agenzie energetiche locali, per i poteri locali, per l'insieme del sistema energetico del nostro Paese.

Essa ha il compito di rafforzare e valorizzare il ruolo delle Agenzie e delle Autorità locali, per favorire lo scambio di esperienze e la diffusione di buone pratiche, per sollecitare il concorso di tutti gli attori, istituzionali e non, che operano a livello comunitario, nazionale e locale nella gestione dell'energia.

Renael promuove, d'intesa con le singole Agenzie locali, studi, progetti ed azioni volti al risparmio energetico, all'uso razionale dell'energia e all'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili.

Renael rappresenta le Agenzie associate presso le istituzioni nazionali ed europee e con le istituzioni collabora per armonizzare il complesso *management* dell'energia.

Renael persegue obiettivi quali:

- la creazione di nuove Agenzie che potranno operare in sinergia con quelle esistenti già aderenti alla Rete;
- la promozione di relazione e scambi tra le Agenzie della rete italiana e quelle delle Reti nazionali ed europee dell'Unione;
- la promozione di iniziative volte alla diffusione di progetti concernenti l'uso razionale dell'energia, il ricorso alle fonti rinnovabili, la pianificazione energetica ed ambientale ai diversi livelli di scala, l'informazione al gran pubblico sui temi energetico-ambientali, la formazione dei tecnici di settore, anche sulla base di indirizzi strategici nazionali ed in sinergia con le azioni corrispondenti dell'Unione europea.

Struttura della rete

Ciascuna Agenzia locale organizza e gestisce in modo autonomo le attività ed i servizi offerti dalla Rete nell'area di riferimento.

Renael offre vari vantaggi, sia sul piano organizzativo con la sua capacità di ottimizzare risorse umane e materiali, sia sul piano strategico poiché, grazie a questo collegamento, è in grado di interagire direttamente con i diversi livelli istituzionali nazionali ed europei, facilitando un dialogo fondato sulla collaborazione e sul principio di sussidiarietà.

Le Agenzie Energetiche Locali aderenti alla Renael sono 21 (anno 2002) e rappresentano la quasi totalità delle Agenzie presenti in Italia.

Tabella riassuntiva delle principali attività delle Agenzie Energetiche Locali aderenti alla Renael

AGENZIA	Nome abbreviato	Natura dell'Agenzia	Studi di fattibilità FER	Studi di fattibilità RE	Informazione e formazione	Promozione o partecipazione diretta a bandi nazionali o comunitari	Controllo rendimenti impianti termici	Incentivazione riduzione produzione rifiuti
Lecce		Provinciale	x	x	x	x	x	
Pisa		Provinciale	x	x	x	x		
Foggia	APEAC	Provinciale	x	x	x	x		
Chieti	ALESA	Provinciale	x	x	x	x		
Lucca	ALERR	Provinciale	x	x	x	x	x	x
Napoli	ANEA	Comunale	x	x	x	x	x	
Perugia	AEA	Provinciale	x	x	x	x		
Messina	APEM	Provinciale	x	x	x	x		
ForlìCesena	AGESS	Provinciale	x	x	x	x		
Ancona		Provinciale	x	x	x	x		
Roma	RomaEnergia	Comunale	x	x	x	x		
Biella	AGENBIELLA	Provinciale	x	x	x	x	x	
Vercelli	APEVV	Provinciale	x	x	x	x	x	
Terni	AGESA	Provinciale	x	x	x	x	x	
Modena	AESS	Comunale	x	x	x	x	x	
Agrigento	APEA	Provinciale	x	x	x	x	x	
Liguria	ARE	Regionale	x	x	x	x	x	
Sicilia	AREA	Regionale	x	x	x	x		
Ass. Ag. Lombarde		Ass. reg. di Agenzie provinciali	x	x	x	x	x	
Livorno	EALP	Provinciale	x	x	x	x		
Sassari	MULTISS	Provinciale	x	x	x	x	x	

Le Agenzie europee energetiche locali per la gestione dell'energia

La politica dell'Unione europea nel campo dell'energia persegue tre obiettivi fondamentali:

- la sicurezza dell'approvvigionamento energetico (e quindi la riduzione della dipendenza energetica dall'estero);
- la competitività economica;
- la protezione dell'ambiente.

Per raggiungere questi obiettivi l'Unione europea - soprattutto attraverso la Direzione Generale dell'Energia della Commissione - conduce diversi programmi di sostegno alle azioni di *management* dell'energia (es. SAVE, Altener, Joule-Thermie).

Nel corso degli anni si è progressivamente imposta la necessità di coinvolgere e responsabilizzare i cittadini sul concetto di "gestione dell'energia" attraverso un approccio *bottom up* che conduce ad una decentralizzazione delle azioni, dal livello più basso al più elevato, la cui importanza è stata ribadita anche dalla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sul cambiamento climatico (Kyoto, dicembre 1997).

In coerenza con questo orientamento, il programma SAVE ha sostenuto con un co-finanziamento triennale la creazione di **Agenzie regionali e Locali** finalizzate a promuovere l'uso razionale dell'energia ed a valorizzare le risorse energetiche locali o rinnovabili, individuando in questo tipo di azione uno strumento fondamentale per lo sviluppo sostenibile. Le strategie delle Agenzie sono orientate principalmente verso la domanda energetica delle famiglie, delle collettività locali e delle PMI. La loro attività riguarda soprattutto la pianificazione energetica, l'informazione e l'orientamento a favore dei consumatori, l'aiuto in sede di assemblaggio, finanziamento, controllo e valutazione di progetti di gestione dell'energia, nonché la diffusione dei risultati ottenuti.

La compagine sociale delle Agenzie è composta da rappresentanze dei soggetti, coinvolti a diverso titolo nella gestione dell'energia, e in particolare da rappresentanti delle istituzioni e dei poteri locali, delle imprese e dei consumatori.

Sintesi dell'attività svolta nel 2002

Diffusione dell'attività delle Agenzie e della Rete

Nell'anno 2002 la Renael ha proseguito il suo lavoro di diffusione presso tutti i soggetti interessati dell'attività della rete e delle Agenzie aderenti.

Al fine di dare maggiore visibilità alla Rete e alle Agenzie, è stata realizzata una sorta di censimento delle Agenzie aderenti ed è stata raccolta e omogeneizzata una serie di informazioni riguardanti soprattutto le attività che meglio caratterizzano l'operatività delle stesse Agenzie. Quello che ne è scaturito è un quadro davvero interessante: la quasi totalità delle Agenzie sta superando in modo abbastanza brillante la fase dei primi tre anni di vita coperti da fondi del progetto SAVE.

Nel frattempo le Agenzie sono riuscite, ognuna sviluppando proprie peculiarità, a trovare spazi, ruoli e modi per continuare a svolgere l'attività in modo positivo. Le esperienze maturate, per realizzazione di progetti diversi e per qualificazione del proprio personale su vari specifici campi, possono far ritenere che ci sono nella Rete un'esperienza e delle professionalità che, se condivise, rendono la rete italiana tra quelle più significative.

Questa mole di informazioni, utile per svolgere l'attività interna di Rete tra le Agenzie, ha permesso inoltre di portare alla realizzazione di una *brochure* e di un *booklet*, entrambi in lingua italiana e inglese, diffusi con successo tra i soggetti di interesse (Ministeri competenti, Commissione europea, Agenzie italiane ed europee, Reti europee), sia nelle iniziative nazionali (convegni, fiere) che in quelle europee.

Collaborazione con i Ministeri

I rapporti intrattenuti con i Ministeri della tutela ambientale e delle attività produttive, hanno portato alla stipula di una Convenzione annuale tra Renael e MATT, siglata nel novembre 2001 ed esplicata nel corso del 2002.

La Convenzione si proponeva di promuovere a livello nazionale iniziative per la diffusione di progetti e tecnologie finalizzati al risparmio energetico, all'uso razionale dell'energia e all'utilizzo delle fonti rinnovabili nei confronti di tutti i soggetti d'interesse, ma in modo particolare nei confronti degli Enti locali, attraverso sette obiettivi principali di interesse del SIAR (sviluppo delle ESCO, solare termico, aziende di servizi energetici, servizi energia regionali e provinciali, amministrazioni locali, sito Internet di Renael, *newsletter* di Renael).

La Convenzione rappresenta per Renael, e quindi per le Agenzie Energetiche Locali, un grande successo sia in termini di riconoscimento di ruolo che in termini finanziari. Essa ha permesso alla Rete ed alle Agenzie di realizzare una serie di attività volte alla diffusione di "buone pratiche" ed al dialogo con gli Enti locali in modo diverso e più incisivo.

Nell'ambito delle attività di collaborazione con i Ministeri la Rete ha intrapreso contatti con il MAP affinché si possa pervenire alla stipula di una convenzione anche con questo Ministero.

Partecipazione a convegni e fiere

Nell'ambito dell'attività di diffusione, della raccolta di informazioni e della capacità di intrattenere rapporti per dare un ruolo sempre più forte alla Rete, Renael ha partecipato ad alcuni convegni e a manifestazioni espositive (Sunweek 2002 a Milano, Eurosun 2002 a Bologna, Expo Energy a Modena).

Partecipazione a bandi della Commissione europea

Renael, in qualità di ideatrice e coordinatrice, ha presentato un progetto alla Commissione europea denominato "Seance: per rinforzare le Reti nazionali della Agenzie Energetiche Locali".

Il progetto è stato accolto positivamente e quindi finanziato dalla Commissione europea. Seance consiste essenzialmente nella creazione di una segreteria per ogni rete nazionale, nella nascita di *infopoints* in ogni paese partecipante, nella mappatura delle Agenzie Energetiche Locali europee e della loro attività.

Hanno partecipato al progetto tutte le Reti di Agenzie Europee formalmente costituite, permettendo il coinvolgimento di ben sei paesi europei (Italia, Germania, Regno Unito, Irlanda, Austria, Svezia).

Attività di contatto con nuove Agenzie e loro adesione

In questi anni sono nate nuove Agenzie SAVE.

La Renael ha intrattenuto fattivi contatti con le nuove Agenzie e ciò ha permesso di associarle portando il numero degli associati a 21.

**CAPITOLO 6 - LE TECNOLOGIE DI
CONVERSIONE DELL'ENERGIA E LE SPESE
PER LA RICERCA**

CAPITOLO 6 - LE TECNOLOGIE DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA E LE SPESE PER LA RICERCA

6.1 L'EVOLUZIONE DELLE TECNOLOGIE ENERGETICHE

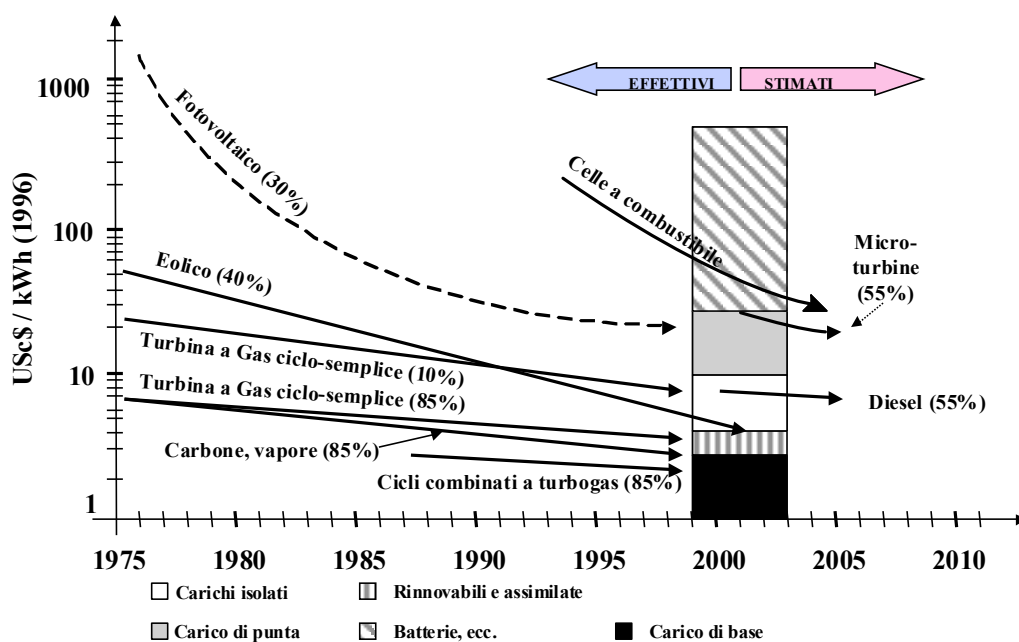
Lo sviluppo di sistemi e cicli avanzati per la produzione di energia, le cui caratteristiche si presentano molto promettenti in termini di prestazioni, controllo delle emissioni e flessibilità nell'utilizzo dei combustibili, rappresenta una importante opportunità per il Paese, in grado di rilanciare 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.

All'interno del sistema industriale nazionale esistono 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 l'Italia appare in ritardo nell'impegno di ricerca sulle tecnologie energetiche più innovative.

La tendenza strutturale di medio-lungo termine al rialzo dei prezzi dei prodotti petroliferi - ulteriormente condizionato nell'ultimo anno dalle crisi internazionali di natura economica e politica - 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 inevitabilmente 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.

Figura 6.1 - Evoluzione dei costi di generazione elettrica con varie tecnologie (Usc\$/kWh 1996)



Fonte: Cambridge Energy Research Associates

6.1.1 Le tecnologie di utilizzo dei combustibili fossili

Il sistema energetico italiano è fortemente dipendente dall'estero (per circa 84%); questa dipendenza, che nel settore della produzione di energia elettrica è pari a 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. Il miglioramento delle prestazioni del sistema elettrico nazionale, visto in una prospettiva di sviluppo sostenibile, necessita di tecnologie e metodologie che ne devono incrementare il rendimento energetico ed ampliare le fonti di energia utilizzabili, tendendo al drastico ridimensionamento delle emissioni ambientali. L'utilizzo dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica, se da un punto di vista tecnologico è un settore che non consente innovazioni sostanziali nel breve periodo, ha tuttavia registrato negli ultimi anni una decisa evoluzione, tra l'altro ancora in corso, verso la riduzione dell'impatto ambientale - principalmente delle emissioni in atmosfera - con il contenimento al contempo dei 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. L'impiego di gas naturale per la produzione di energia elettrica sarà nell'immediato futuro sempre più diffuso (si prevede che negli anni 2020-2030 la metà dell'energia elettrica prodotta in Europa impiegherà questo combustibile); anche gli investimenti in questo settore, soprattutto per i nuovi impianti, terranno pertanto conto di queste previsioni. Nel seguito viene fornito, per ogni classe di impianti, un quadro sintetico dello stato di sviluppo attuale della tecnologia, del grado di penetrazione nel mercato italiano e, ove pertinente, degli interventi di *retrofitting* e *repowering* già effettuati o in corso.

6.1.1.1 Impianti convenzionali con turbine a vapore

In questa classe rientra la maggior parte degli impianti esistenti, funzionanti con il tradizionale ciclo termico a vapore in regime sub-critico o super-critico, alimentati generalmente a carbone (impianti a polverino) o in grado di bruciare combustibili diversi (impianti *multifuel*) e, nel caso particolare dell'Italia, alimentati spesso ad olio combustibile. Sulla spinta delle sempre più rigorose normative ambientali, nel decennio 1990-2000 i produttori italiani, ed in particolare l'ENEL, hanno ormai quasi completato gli interventi di *retrofitting* di tali installazioni, fatta eccezione per alcuni impianti ormai a fine vita e con caratteristiche tecniche obsolete (cicli sub-critici), per i quali la vita residua e la perdita di efficienza conseguente all'intervento non giustificano il costo dell'investimento. Interventi di *retrofitting* hanno riguardato in particolare:

- l'installazione di desolforatori, 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 SO₂, e di ammoniaca ed urea per il controllo degli NO_x nella fase di combustione.

Tuttavia, il solo *retrofitting* contribuisce negativamente alla riduzione della CO₂, in quanto comporta in generale una riduzione dell'efficienza dell'impianto. Al fine di contenere anche le emissioni di CO₂, ridurre i costi di produzione ed estendere la vita degli impianti, in molti casi al *retrofitting* sono stati preferiti interventi di *repowering* che comportano, in generale, oltre alla installazione di tecnologie di abbattimento degli inquinanti, vere e proprie ristrutturazioni dell'impianto stesso con sostituzione dei componenti principali, introduzione di sistemi di combustione a letto fluido o installazione, in particolare in Italia, di cicli combinati con turbina a gas in testa a cicli a vapore esistenti. Tali interventi richiedono in generale investimenti maggiori, ma comportano, oltre ai benefici ambientali, miglioramenti sostanziali della efficienza e della disponibilità di impianto, riduzioni dei costi di manutenzione e flessibilità nell'uso di combustibili diversi (impianti policombustibili).

Negli impianti di nuova concezione invece, tutti a ciclo super-critico, ed in quelli più avanzati a ciclo ultrasuper-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 abbattimento degli inquinanti. Gli impianti super-critici, operanti a pressioni di 225 bar e temperature del surriscaldato di 540 °C, ormai in uso in tutto il mondo da circa 25-30 anni, hanno registrato un incremento dell'efficienza (38-45%) di circa 8-10 punti rispetto ai tradizionali impianti sub-critici (33-35%). Il progetto di riconversione a carbone della centrale ENEL di Torrevaldaliga Nord prevede l'impiego di tale tecnologia.

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 esiste da tempo una legislazione sul controllo della CO₂, e si sta sviluppando in Germania dove sono in ordine impianti per 2.000 MW con rendimenti attesi del 47-48%; il Giappone ha un piano di impianti ultrasuper-critici di grande impegno, ed i principali paesi asiatici la stanno valutando attentamente per il futuro. A livello nazionale si segnala l'impegno dell'Ansaldo, che è in grado di fornire impianti e componenti fino a temperature del vapore di 600 °C e mantiene un impegno di ricerca e sviluppo nell'ambito del Programma comunitario Thermie insieme ad altre primarie industrie europee.

6.1.1.2 Impianti a ciclo combinato con turbina a gas

Il rilevante sviluppo della tecnologia delle turbine a gas, ed in particolare dei cicli combinati con turbina a gas, iniziato già nel decennio 1980-90, è proseguito 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 i 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 1.400 °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. I cicli combinati alimentati a gas naturale hanno prodotto, in circa 20-25 anni, una vera rivoluzione nel settore della produzione elettrica mondiale, guadagnando rapidamente il ruolo di impianti adibiti alla produzione di base grazie ai ridotti costi di produzione.

In Italia, degli oltre 60 nuovi impianti proposti recentemente al Ministero delle Attività Produttive (MAP) nell'ambito del decreto "sbloccacentrali", la maggior parte prevede l'impiego di cicli combinati a gas; è evidente che solo un numero 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 d'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 serra a livello nazionale, fissati a suo tempo 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 CO₂ al 2008 molto prossima all'obiettivo attribuito dalla delibera all'aumento di efficienza del parco termoelettrico nazionale (20-23 milioni di tonnellate di CO₂ 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 raffineria).

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 e di emissioni: rispetto agli impianti tradizionali a carbone presentano, per esempio, riduzioni di emissione di CO₂ 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 entrati in funzione i grandi impianti di gassificazione dell'API nelle Marche, della Saras in Sardegna e della ISAB in Sicilia, i quali utilizzano i residui di raffineria (tar). È stato anche sviluppato dal consorzio italiano ATI il progetto del grande impianto integrato di gassificazione del carbone e ciclo combinato da 450 MW, che utilizza il carbone del Sulcis in Sardegna, la cui fase realizzativa è al momento incerta per la difficoltà di reperire adeguate risorse finanziarie, come ampiamente illustrato al paragrafo 3.3.5.

BOX - Le tecnologie pulite del carbone: stato e prospettive future

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 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 CO₂, 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 forte impegno, mentre 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). Nel 2001 SINOPEC e SHELL hanno costituito una *joint venture* paritetica per la realizzazione di un progetto di gassificazione del valore di 136 M\$ da realizzarsi entro il 2004 nella provincia cinese dell'Hunan, con impiego di tecnologia SHELL e capacità giornaliera di 2.000 tonnellate. 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 SO_x al 90% come residui gassosi stabili, e di ridurre gli 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. Negli USA è in corso un importante programma di sviluppo su scala dimostrativa finanziato dal DOE. 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 a partire dal 2003 presso la centrale ENEL Produzione di Livorno. Alcune attività sono svolte anche dal CESI in collaborazione con ENEL Produzione nell'ambito delle risorse per lo sviluppo delle ricerche di interesse per il sistema elettrico.

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_x, mentre le particelle di calcare provvedono nel contempo all'assorbimento della SO₂. 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 CO₂ 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 gassificatore dei residui pesanti di raffineria (tar) di cui il Paese dispone in notevole quantità, per la cospicua presenza dell'industria di raffinazione del greggio.

6.1.1.5 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_2 e O_2 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 (*zero emissions*)".

Questi sistemi possono essere integrati con gli impianti di gassificazione con trasformazione del gas di sintesi (*syngas*) in H_2 : infatti in essi è già prevista una sezione di produzione dell' O_2 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 unico prodotto della combustione è il vapore acqueo (sono quindi assenti gli NO_x perché nel comburente non c'è azoto, gli SO_x e le polveri per via del trattamento di purificazione a monte del *syngas*), mentre la CO_2 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_2 , di separazione della CO_2 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.

L'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) di Parigi ha recentemente sviluppato in collaborazione con i principali paesi membri un importante studio strategico specifico sulle tecnologie *zero emissions*, allo scopo di valutare il contributo che i combustibili fossili possono dare al controllo delle emissioni di gas serra nei prossimi decenni.

6.1.1.6 Celle a combustibile

Le celle a combustibile sono sistemi elettrochimici capaci di convertire l'energia chimica di un combustibile (in genere idrogeno) direttamente in energia elettrica, senza l'intervento intermedio di un ciclo termico; presentano quindi rendimenti di conversione più elevati rispetto a quelli delle macchine termiche convenzionali (dal 40 ad oltre il 60%, a seconda del tipo di cella e del combustibile utilizzato).

Tale caratteristica, unita al ridotto impatto ambientale e all'elevata flessibilità sia in fase di costruzione che di impiego (modularità, rendimenti elevati anche per taglie medio-piccole e per carichi parziali, possibilità di cogenerazione), rende queste tecnologie molto promettenti in numerose applicazioni, che vanno dalla generazione distribuita per le aziende elettriche, alla cogenerazione residenziale e industriale, alla trazione. Le celle a combustibile, inoltre, costituiscono

in prospettiva, per la loro capacità di utilizzare in maniera ottimale l'idrogeno, un elemento essenziale per lo sviluppo di questo vettore energetico, prodotto sia a partire da fonti fossili che rinnovabili.

Esistono diversi tipi di cella, con diverso grado di maturità tecnologica e differenti caratteristiche operative (temperatura di funzionamento, materiali, purezza richiesta ai combustibili, taglie ottimali), che rendono le varie tecnologie adatte per diverse applicazioni.

Accanto alle celle ad acido fosforico (160-220 °C), in fase di prima commercializzazione per cogenerazione di piccola taglia (100-200 kW, con gas naturale come combustibile), sono in via di sviluppo altre tecnologie, come le celle ad elettrolita polimerico (70-100 °C), interessanti soprattutto per la trazione elettrica e la generazione/cogenerazione di piccola taglia (dalle decine di watt ad alcune centinaia di kW), e le celle a carbonati fusi (650-700 °C) e ad ossidi solidi (900-1000 °C), promettenti nel medio-lungo termine per la generazione elettrica e la cogenerazione (da qualche centinaio di kW a qualche decina di MW per le prime, da qualche kW a qualche decina di MW per le seconde).

Lo stato delle diverse tecnologie e le loro prospettive di sviluppo vengono descritte brevemente nel seguito.

Celle ad elettrolita polimerico

È la tecnologia che meglio soddisfa i requisiti richiesti per applicazione nella trazione elettrica, in virtù della bassa temperatura operativa, dei ridotti tempi di avviamento, della semplicità costruttiva e dell'alta densità di potenza (attualmente sono stati raggiunti valori superiori a 1,7 kW/l e a 1,1 kW/kg). Rappresenta quindi una delle alternative più promettenti nel medio-lungo termine per lo sviluppo di mezzi di trasporto elettrici e/o ibridi che siano in grado di unire alle bassissime emissioni proprie dei veicoli a batteria caratteristiche d'uso simili a quelle dei veicoli convenzionali (in termini di autonomia e tempi di rifornimento), ed efficienze maggiori.

Attività di ricerca e sviluppo di veicoli con celle a combustibile di rilievo sono in corso, con finanziamenti pubblici, negli Stati Uniti (Programma *FreedomCar*), in Giappone (programmi del METI e WE-NET) ed in Europa (Programmi UE). L'industria automobilistica sta investendo notevoli risorse nella tecnologia, e tutti i costruttori hanno già realizzato diverse decine di prototipi dimostrativi, che hanno confermato l'elevata efficienza e il ridotto o nullo impatto ambientale di questi sistemi. In Italia sono stati realizzati due prototipi, la 600 Elettra H₂ Fuel Cell ed un autobus ibrido (Progetto IRIBUS), il cui esercizio su strada è previsto entro 2003.

L'attenzione crescente da parte dei costruttori automobilistici, ed i risultati finora ottenuti, lasciano prevedere un inserimento nel mercato dei veicoli a celle a combustibile a partire dal 2005, anche se una penetrazione significativa si potrà avere solo dopo il 2010.

I problemi ancora da superare sono infatti notevoli, sia a livello di cella che di sistema. Tra i maggiori vanno ricordati quelli relativi al costo ed ai combustibili utilizzabili.

In particolare, i requisiti di costo fissati dai costruttori automobilistici per un sistema con celle a combustibile sono dello stesso ordine di grandezza di quelli degli odierni motori a combustione interna, ossia 50-100 €/kW, a fronte dei 3000-5000 €/kW dei sistemi installati sugli attuali prototipi. Un tale abbattimento dei costi non è un semplice problema di scala produttiva: per tendere agli obiettivi indicati occorre intervenire sull'intera tecnologia del sistema, dalla fabbricazione della cella (materiali e tecniche di produzione a basso costo), al sistema di alimentazione del combustibile a bordo e alla integrazione dei diversi sottosistemi.

Per quanto riguarda i combustibili, quello ideale, in termini di efficienza, impatto ambientale e semplicità del sistema, è l'idrogeno, ma la sua disponibilità diffusa richiede investimenti enormi per le infrastrutture di produzione e di distribuzione ed è prevedibile, per i veicoli privati, solo nel lungo termine. L'impiego di combustibili diversi (benzine, metanolo) rende più complesso il sistema a bordo e può ridurre i vantaggi energetici ed ambientali dei veicoli a celle a combustibile.

Accanto ai sistemi per trazione, ed utilizzando le ricadute dell'ingente impegno in questo settore, sono stati sviluppati negli ultimi anni anche sistemi con celle ad elettrolita polimerico per le

applicazioni stazionarie. Numerose strutture industriali (tra cui la Nuvera Fuel Cells, società costituita dalla De Nora e dalla statunitense Epyx) hanno realizzato prototipi per taglie fino a 250 kW e sono fortemente impegnate nell'industrializzazione e commercializzazione di prodotti per la generazione/cogenerazione residenziale, la generazione di emergenza, la generazione portatile e le microcelle per elettronica di consumo. I programmi dimostrativi in corso dovranno consentire di verificare le prestazioni e l'affidabilità dei diversi sistemi, portando all'ottimizzazione degli stessi e avviando la necessaria riduzione dei costi (accettabili a livelli anche un ordine di grandezza superiori a quelli richiesti dalla trazione).

Celle ad acido fosforico

Come accennato, le celle ad acido solforico sono nella fase di avvio della commercializzazione, con sistemi per cogenerazione da 100-200 kW alimentati a gas naturale (rendimenti elettrici 40%, utilizzazione del combustibile 60-80%, impatto ambientale trascurabile). I numerosi impianti installati e provati negli ultimi dieci anni (circa 200) hanno confermato le positive caratteristiche di questi sistemi, che devono però superare i problemi connessi con la riduzione dei costi, ancora a livelli almeno doppi (5-6 milioni/kW) rispetto a quelli richiesti per una loro diffusione nel mercato. Le principali aziende impegnate nel settore sono la statunitense International Fuel Cells e la giapponese Fuji Electric.

Celle a combustibile a carbonati fusi

Rispetto alle celle operanti a temperature più basse, le celle a combustibile a carbonati fusi presentano alcuni vantaggi (assenza di catalizzatori pregiati; maggiore flessibilità nell'uso dei combustibili, con possibilità di alimentare direttamente in cella il gas naturale; disponibilità di calore ad alta temperatura; efficienze più elevate, con possibilità di raggiungere il 60-70% in cicli combinati con turbine). L'elevata temperatura di funzionamento pone però problemi di stabilità dei componenti di cella (es. dissoluzione del catodo, corrosione piatti bipolari), di ottimizzazione del sistema e di costi ancora non del tutto risolti.

I programmi attuali puntano da un lato a migliorare la tecnologia di cella e dall'altro a dimostrare impianti di taglia significativa (300 kW-2 MW), con l'obiettivo di giungere ai primi prodotti commerciali intorno al 2005.

Negli Stati Uniti la Fuel Cell Energy (FCE), che sta attuando un ampio programma dimostrativo su sistemi da 250 kW, in collaborazione con la MTU Friedrichshafen (società del gruppo DaimlerChrysler), dichiara che presto renderà disponibili prototipi precommerciali di impianti a gas naturale di taglia 300 kW, 1 e 3 MW; le efficienze di tali prototipi sono comprese tra il 49 e il 52% ed è previsto crescano al 54-57% per prodotti maturi. Per il più lungo termine, FCE prevede sistemi di taglia maggiore (fino a 40-50 MW) in ciclo combinato con turbina.

In Giappone un impianto da 1 MW, alimentato a gas naturale con *reforming* esterno, è stato realizzato e provato per quasi 5.000 ore tra il '99 e il 2000 dalla Technology Research Association for Molten Carbonate Fuel Cell Generation System (*partners* principali Hitachi e IHI, nell'ambito del New Sunshine Programme). La fase successiva del programma prevede lo sviluppo di sistemi da 750 kW, come moduli base per impianti da 7-8 MW per generazione distribuita (rendimenti prossimi al 50%), da impiegare eventualmente in cicli combinati.

In Europa, oltre alla citata MTU, è attiva nel settore la Ansaldo Fuel Cells (AFCo), impegnata nella realizzazione di sistemi dimostrativi da 125 e 500 kW con diversi combustibili (gas naturale, gas da biomasse o rifiuti) e per diverse applicazioni (generazione/cogenerazione stazionaria, anche in accoppiamento con turbine, alimentazione dei servizi di bordo per la marina). La disponibilità dei primi prodotti pre-commerciali è prevista entro 3-5 anni.

Celle ad ossidi solidi

Le celle ad ossidi solidi presentano gli stessi vantaggi delle celle a carbonati per quanto riguarda efficienza e flessibilità nell'uso dei combustibili, con in più l'assenza di problemi di

corrosione, essendo tutti i componenti della cella allo stato solido. Esistono diverse configurazioni di cella (tubolare, planare) con diverso stato di sviluppo, ma con problemi comuni legati alla stabilità dei materiali ed alla necessità di mettere a punto processi di produzione a basso costo.

La tecnologia più avanzata è quella tubolare della Siemens Westinghouse Power Corp. (SWPC), che sviluppa prodotti per il mercato della generazione distribuita e della cogenerazione nell'intervallo di potenza 0,25-5 MW, ed è impegnata nella realizzazione di sistemi sperimentali e dimostrativi di taglie comprese tra 200 kW e 1 MW alimentati a gas naturale. Le efficienze elettriche sono prossime al 50% per gli impianti di cogenerazione, mentre possono superare il 60% per impianti di generazione elettrica basati su sistemi ibridi con turbine a gas.

Nello sviluppo di celle planari, potenzialmente in grado di raggiungere costi minori, sono impegnate numerose aziende, come le statunitensi Ztek e SOFCo, la canadese Global Thermoelectric, la svizzera Sulzer Hexis, la giapponese Mitsubishi Heavy Industries e l'australiana Ceramic Fuel Cell. Sono stati realizzati diversi sistemi sperimentali di potenze comprese tra 1 e 25 kW, alimentati a gas naturale, in vista di un loro impiego nel mercato della cogenerazione residenziale. Ulteriori significativi sviluppi sono necessari per giungere alla disponibilità di prodotti commerciali, prevista intorno al 2005.

L'ENEA è presente da tempo nel settore dello sviluppo e dimostrazione di queste tecnologie, in collaborazione con strutture di ricerca, industrie e utenti; tali attività sono svolte in stretta connessione con quelle sull'idrogeno accennate al paragrafo 6.1.3. In particolare, le attività previste riguardano, in maniera prioritaria, le celle ad elettrolita polimerico (applicazioni stazionarie di piccola taglia e trazione) e le celle a carbonati fusi (generazione distribuita e cogenerazione), con azioni di ricerca e sviluppo su alcuni aspetti critici delle tecnologie e con la partecipazione a progetti dimostrativi che consentano di verificare le potenzialità di questi sistemi e promuovere la loro introduzione nel mercato. Più nel dettaglio, nel breve termine, è previsto lo sviluppo di componenti e celle ad elettrolita polimerico, la realizzazione di *stack* di piccola potenza di configurazione innovativa, la realizzazione e sperimentazione di sistemi di piccola taglia e, infine, in collaborazione con industrie e aziende di trasporto, la realizzazione di diverse tipologie di veicoli e la loro sperimentazione al banco e sul campo. Nel settore delle celle a carbonati fusi le attività, svolte in collaborazione con FN, riguardano la produzione dei componenti per la realizzazione di *stack* da 500 kW e 125 kW nell'ambito di due progetti europei che coinvolgono la AFCo; l'obiettivo dei progetti è la dimostrazione di sistemi per cogenerazione, alimentati a gas naturale e a gas da biomasse, come passo intermedio per lo sviluppo nel medio termine di prodotti commerciali.

6.1.2. Le tecnologie di utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili

6.1.2.1 Impianti idroelettrici

L'Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale (UNIDO) ha catalogato le taglie delle centrali idroelettriche suddividendole in base alla potenza nominale dei macchinari atti alla trasformazione dell'energia meccanica di una quantità d'acqua in energia elettrica:

Classi di centrali idroelettriche	P - Potenza nominale installata
Micro	$P < 100 \text{ kW}$
Mini	$100 \text{ kW} < P < 1000 \text{ kW}$
Piccole	$1000 \text{ kW} < P < 10000 \text{ kW}$
Grandi	$P > 10000 \text{ kW}$

A fronte di una produzione complessiva d'energia da fonte idroelettrica, pari a 48,5 TWh nel 2001, il GRTN stimava in circa 65 TWh il potenziale complessivo nel nostro Paese: un obiettivo che potrebbe essere raggiunto prevalentemente con il ricorso alla mini-idraulica.

La costruzione di nuove grandi centrali idroelettriche comporta infatti problematiche complesse di impatto ambientale (sommersione di aree estese, variazioni idrogeologiche e microclimatiche, impatti sulla flora e sulla fauna acquatica, sismicità indotta); gli interventi in questo settore saranno quindi focalizzati sugli impianti esistenti, con l'obiettivo di ottimizzarne le prestazioni.

Oggi si stima una produzione di energia pari a 8.897 GWh (GRTN, 2001) dovuta a sistemi di mini-idraulica, ed il ricorso a questa tecnologia è destinato ad estendersi anche per i continui progressi tecnologici conseguiti. La ricerca applicata sui componenti d'impianto e l'utilizzo di sistemi di telecontrollo hanno consentito infatti un significativo abbattimento dei costi di gestione e di manutenzione, rendendo economicamente competitivi gli impianti di piccola dimensione anche nel medio periodo (il costo del kWh prodotto da un impianto di mini-idraulica è stato stimato pari a 0,044-0,060 euro (UE, Programma Thermie, 2000).

Alla rinascita dell'interesse degli imprenditori, sia per le nuove realizzazioni che per il recupero di impianti mini-idraulici in disuso, hanno concorso alcune caratteristiche tipiche di tali impianti quali: l'elevato rendimento nella conversione dell'energia, i brevi tempi di cantiere necessari, il limitato impatto ambientale e la conseguente bassa conflittualità sociale. Inoltre la mini-idraulica si mostra coerente con le indicazioni dell'UE sul decentramento produttivo energetico e non è trascurabile il contributo alla diminuzione dei gas serra: in un anno, un impianto mini-idraulico di 5 MW di potenza può evitare la combustione di circa 1.400 tonnellate di combustibile fossile, evitando l'immissione in atmosfera di 16.000 tonnellate di CO₂ e di 1.100 tonnellate di SO₂ (stime UE, Programma Thermie, 2000).

6.1.2.2 Impianti geo-termoelettrici

L'Italia è stata uno dei primi paesi al mondo a sfruttare le sue potenzialità geotermiche, aumentando costantemente la produzione elettrica dai 132 MWh nel 1940, ai 4.705 GWh nel 2000 (GRTN, 2001). Tecniche innovative di ricerca geologica, che consentono di rilevare con precisione tutte le caratteristiche qualitative e quantitative del serbatoio geotermico, permettono infatti di evitare gli elevati oneri per la perforazione d'indagine, che rappresentavano il deterrente maggiore allo sviluppo imprenditoriale di questo settore.

Le tecnologie utilizzate per lo sfruttamento dei campi idrotermali – economicamente conveniente quando il fluido geotermico è a temperature non inferiori a 100 °C, ed il raggiungimento della sorgente calda non comporta perforazioni troppo profonde – sono affidabili e ben sperimentate dall'esperienza maturata nell'estrazione petrolifera. I sistemi geotermici per la produzione d'energia elettrica, attualmente, si differenziano in impianti a vapore dominante e impianti ad acqua dominante. Entrambe le tecniche sfruttano l'elevato gradiente termico del fluido geotermico, composto prevalentemente da acqua o da vapore, oltre ad una varietà di sostanze naturali che devono essere studiate e controllate per evitare danni alla natura e all'uomo. Esiste, infine, una tipologia d'impianto che si sta rapidamente diffondendo in tutto il mondo, che oltre a presentare caratteristiche di semplicità ed affidabilità, è utilizzabile in zone geotermiche che producono acqua a temperatura moderata (fino a 180 °C). Il "ciclo binario", infatti, permette di scambiare il calore del fluido naturale con l'isopentano, che ha un basso punto d'ebollizione e quindi rende disponibile la sua energia meccanica (di pressione) a temperature molto contenute. L'enorme potenzialità della risorsa geotermica fruibile in diverse forme, e spesso a poca profondità dalla superficie terrestre, indirizza risorse sempre più consistenti nelle applicazioni tecnologiche su impianti sperimentali: "rocce calde secche", "sistemi magmatici" e "sistemi geopressurizzati", potranno presto rappresentare nuove opportunità, sia nella produzione geo-termoelettrica, sia per il riscaldamento di edifici pubblici e privati, di serre, d'apparecchiature per le cure termali-ricreative, sia per sostituire l'impiego di combustibili fossili all'interno di processi industriali.

6.1.2.3 Centrali eoliche

Molto significativa è l'affermazione della tecnologia eolica per la produzione di energia elettrica e quindi la diffusione delle centrali eoliche che, costituite da un numero di aerogeneratori variabile da due sino ad alcune centinaia, arrivano a superare potenze di centinaia di MW. In Italia gli impianti di maggior dimensione localizzati nello stesso Comune hanno una potenza prossima ai 30 MW. Anche la potenza degli aerogeneratori è cresciuta rapidamente, passando dai pochi kW iniziali a 4,5 MW di un prototipo tedesco installato nello scorso agosto 2002. Le macchine installate oggi nei paesi dell'Europa settentrionale sono quasi sempre superiori al MW di potenza. Anche in Italia questa evoluzione è stata significativa; infatti dagli aerogeneratori di 200-350 kW, si è passati all'installazione di aerogeneratori di potenza compresa fra 500 e 850 kW prodotti in Italia, Danimarca e Germania, fino all'installazione di 7 macchine da 1,75 MW di produzione danese.

Con la realizzazione di aerogeneratori con diametro del rotore superiore a 100 m, la tecnologia delle pale ha assunto un ruolo di grande rilievo. Superata la fase sperimentale con l'utilizzo di materiali metallici, la scelta si è spostata verso i materiali compositi laminati a mano, quali resina poliestere e fibre di vetro, mentre l'aspetto innovativo di maggior rilievo è costituito dall'utilizzo sempre più diffuso di fibre di carbonio. La tecnologia *off-shore* ha iniziato a svilupparsi da circa 10 anni con prospettive nel medio e lungo termine di grande rilevanza. Infatti, in questo campo le taglie delle singole macchine ed il raggruppamento delle stesse in centrali eoliche *off-shore* assumono una fisionomia numerica nettamente superiore a quello che avviene sulla terra ferma. La potenza degli aerogeneratori è in continua ascesa ed il valore attuale di circa 2 MW è destinato a salire velocemente con progetti che prevedono l'utilizzo di macchine di 3-5 MW. Inoltre, anche il limite della profondità del mare ritenuto idoneo alle applicazioni *off-shore*, in seguito al miglioramento della tecnologia delle fondazioni, è passato in pochi anni da 20 a 30 m, con la previsione di arrivare in tempi brevi a 40 m.

Le attività di ricerca nel settore eolico, inizialmente rivolte in massima parte allo sviluppo di generatori ed al miglioramento delle efficienze di conversione, hanno nel seguito incrociato anche altri aspetti, come la riduzione del rumore meccanico e di quello aerodinamico connesso al funzionamento delle macchine eoliche, la connessione alla rete elettrica, l'impatto sociale ed ambientale. L'abbattimento dei costi di generazione del kWh e la potenza crescente degli aerogeneratori sono fra le ricadute più evidenti delle attività di ricerca. Il costo di produzione del kWh eolico, nei siti con ottimi regimi di vento, si può stimare intorno a 4 centesimi di euro. Alcune proiezioni indicano una riduzione dei costi al 2020 tra il 30% e il 50% e potenze installate - a livello mondiale - di 80 GW nel 2010 e 1200 GW nel 2020.

6.1.2.4 Sistemi fotovoltaici

La riduzione dei costi del fotovoltaico si può perseguire riducendo la quota di costo relativa al componente fotovoltaico sul costo totale. Infatti, attualmente, il costo di investimento di un sistema fotovoltaico, che per un impianto di piccola e media taglia si aggira intorno ai 7000 €/kW, è dovuto per il 50% al componente fotovoltaico (di cui il 30-35% alle sole celle solari).

Parallelamente agli sforzi in essere in campo tecnologico per la riduzione del costo della cella e l'aumento dell'efficienza di conversione, il ricorso a tecnologie come il fotovoltaico a concentrazione consente di ridurre in modo significativo l'incidenza delle celle solari. Queste sono infatti sostituite da materiali di costo notevolmente inferiore, per compensare i maggiori costi di gestione e manutenzione introdotti dalla movimentazione delle strutture, richiesta da questo approccio. Nel sistema a concentrazione, infatti, la radiazione solare, prima di giungere sulle celle, è concentrata da opportune lenti, con una riduzione dell'area effettiva delle celle solari da utilizzare, proporzionale al fattore di concentrazione. La diffusione di tale applicazione, parallelamente allo sviluppo di componenti non fotovoltaici a basso costo, lascia intravedere la possibilità di raggiungere, nel medio-lungo termine, un costo di sistema inferiore a 2 €/W. Tale approccio diventa

tanto più interessante quanto più lo sviluppo delle tecnologie permette di ottenere valori alti di efficienza (oltre il 20%). Negli USA, le prospettive di mercato hanno permesso il consolidamento di diverse industrie, quali l'Amonix, la DayStar, la Entech, la Solar Power. Anche in Europa, grazie agli elevati valori di efficienza di conversione ottenuti in diversi laboratori pubblici e privati (superiori al 22% con silicio cristallino), sono stati avviati importanti programmi di ricerca che vedono coinvolti alcuni importanti Istituti di ricerca (Fraunhofer, Joffe).

I programmi avviati a livello internazionale sono finalizzati all'individuazione di nuovi sistemi di inseguimento e di concentrazione che siano, al contempo, economici ed affidabili. L'affidabilità di sistema è uno dei principali fattori limitanti l'uso della concentrazione.

Per quel che riguarda il dispositivo di conversione fotovoltaica, si punta oggi a celle capaci di sostenere fattori di concentrazione medi, fra 100 e 200. In questo modo, infatti, è possibile impiegare tecnologie di realizzazione, sia di cella che di impianto, non eccessivamente sofisticate, anche se più complesse di quelle usate nei moduli piani, e materiali dal costo non proibitivo. Infatti, la possibilità di realizzare lenti in materiale plastico con buone rese ottiche, e l'uso di celle ad alta efficienza, prodotte a livello quasi commerciale, rendono praticabile l'approccio alla media concentrazione, senza la necessità di dover ricorrere a materiali particolarmente costosi.

L'ENEA è impegnato in questo nuovo settore con il Progetto PhoCUS (Photovoltaic Concentrators to Utility Scale) attraverso il quale si intende dimostrare la fattibilità tecnica del fotovoltaico a concentrazione e la sua maggiore potenzialità, rispetto al fotovoltaico convenzionale, per il raggiungimento della competitività. Nell'ambito del progetto PhoCUS sono previste attività sia di ricerca e sviluppo (R&S), sia di dimostrazione e sperimentazione sul campo. Le prime sono relative ai principali componenti dell'impianto, quali la cella, il dispositivo ottico, il modulo, la struttura ad inseguimento ed il sistema di condizionamento della potenza; le seconde prevedono lo sviluppo di un'unità *standard* da 5 kW e la realizzazione di un impianto pilota da 25 kW.

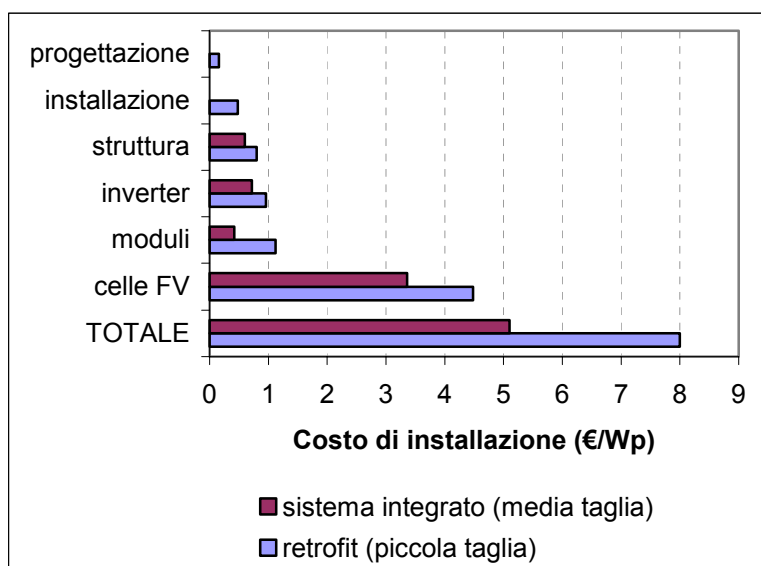
Più nel particolare, le attività di R&S del programma dell'ENEA sono finalizzate alle seguenti tematiche:

- sviluppo della tecnologia per celle in silicio cristallino ad alta efficienza;
- sviluppo della tecnologia del modulo a concentrazione e del sistema di inseguimento;
- studio e sviluppo di componenti innovativi in termini di concentratori e ricevitori, fra cui celle a multigiunzione all'arseniuro di gallio (GaAs), in grado di essere utilizzate sui sistemi ad elevata concentrazione (> 100 soli) e di fornire le efficienze più elevate (> 30%).

Un altro approccio, sempre più adottato a livello internazionale, tenta di ridurre l'incidenza della componente relativa all'installazione, realizzando interventi integrati nella struttura edilizia. Infatti, quando un sistema fotovoltaico è impiegato nel settore dell'edilizia, sia in sostituzione di componenti tradizionali (tegole, vetrate, finestre, rivestimenti per facciate), sia per la realizzazione di strutture (pensiline, lucernai, *brise-soleil* ed elementi di arredo urbano), il costo totale si riduce fino al 30-40% dei costi complessivi rispetto all'installazione su un edificio esistente.

Nella figura 6.2 si riporta la stima delle componenti del costo di installazione di sistemi fotovoltaici, per un impianto di media taglia, la cui integrazione nella struttura edilizia sia stata prevista in fase di progettazione, rispetto ad un impianto di piccola taglia, installato su un edificio esistente (*retrofit*). Anche se sistemi di taglia diversa non sono direttamente confrontabili, la riduzione dei costi specifici che si realizza è ragguardevole quando il sistema è integrato nella struttura edilizia.

Figura 6.2 - Stima del valore delle componenti del costo di installazione di sistemi fotovoltaici, per due tipologie di installazione (euro/W_p)



Fonte: Elaborazione Enea su dati MATT

Per quanto riguarda la tecnologia dei dispositivi per applicazioni terrestri dei cosiddetti sistemi fotovoltaici piani, in Italia le attività di ricerca e sviluppo si sono svolte quasi esclusivamente su due filoni canonici: quello delle celle solari e quello dei film sottili.

Con riferimento al primo filone, l'attività è rivolta alle celle ad efficienza elevata, realizzate con tecniche e processi innovativi e a basso costo, anche sfruttando una progettazione più semplice del dispositivo. L'obiettivo è quello di mettere a punto processi di fabbricazione, scalabili industrialmente, con celle di efficienza vicine al 20%.

Nell'ambito del Quinto Programma Quadro della Commissione europea, in particolare, l'ENEA, con l'Eurosolare e altri *partner*, è impegnato nello sviluppo di un processo innovativo per la fabbricazione di celle a base di silicio multicristallino, di area estesa, con efficienze di conversione prossime al 18%. L'ENEA è responsabile, in particolare, dell'attività di preparazione dei contatti sepolti e degli emettitori selettivi, della realizzazione di specifici trattamenti superficiali e della serigrafia di nuova concezione.

Relativamente alla tecnologia dei film sottili, le attività di ricerca tecnologica nel breve-medio termine sono rivolte ai dispositivi fotovoltaici a giunzione multipla a base di silicio amorfo preparato in strati sottili, ai dispositivi fotovoltaici di silicio poli-cristallino a film sottile, alle eterogiunzioni e ai relativi processi di produzione.

Il silicio amorfo idrogenato (a-Si:H) è il materiale semiconduttore sul quale sono stati concentrati i maggiori sforzi, che hanno portato alla realizzazione da parte dell'ENEA di moduli fotovoltaici integrati a giunzione doppia (a-Si:H/a-Si:H), con efficienza del 9,1%. La messa a punto del processo di deposizione del silicio amorfo e delle sue leghe più idonee per la realizzazione degli strati attivi, costituisce l'attività di base per la preparazione di dispositivi fotovoltaici a giunzione multipla, che consentono un migliore sfruttamento dello spettro solare e una maggiore stabilità di efficienza di conversione della luce. Relativamente alla produzione dei moduli di silicio amorfo multigiunzione, si sperimenta l'approccio che utilizza il substrato in vetro e quello con il substrato in acciaio (per realizzare elementi architettonici attivi non rigidamente piani).

Circa i film sottili di silicio poli-cristallino, si cerca di mettere a punto una tecnologia di preparazione a bassa temperatura, necessaria per realizzare dispositivi su substrati a basso costo come il vetro, l'acciaio in fogli o la plastica. Parallelamente, si punta alla realizzazione di celle al silicio poli-cristallino su substrati ceramici (con efficienze del 12% su moduli 30x30 cm²), con

tecniche di drogaggio selettivo (laser), di strutture interdigitate su strati sottili di silicio policristallino cresciuti su substrati a basso costo, e mediante l'impiego di serigrafia sottile ad alta risoluzione.

Prosegue, infine, l'attività di ricerca e sviluppo sulla tecnologia delle celle solari ad eterogiunzione silicio cristallino/silicio amorfo (c-Si/a-Si), quale significativa alternativa, in termini di efficienza di conversione e di costo, alla tecnologia convenzionale delle celle ad omogiunzione. Tali celle, infatti, promettono di unire i vantaggi del silicio cristallino, efficienza e stabilità nel tempo, ai vantaggi della tecnologia a bassa intensità energetica dei film sottili di silicio amorfo.

Per ultimo, non viene trascurata un'attività di ricerca e sviluppo relativa ai semiconduttori nanostrutturati "dye sensitized": essa si pone come obiettivo lo sviluppo di un nuovo tipo di celle solari a basso costo, costituite da una nanostruttura interpenetrata di due semiconduttori trasparenti alla cui interfaccia viene interposto uno strato di molecole in grado di assorbire la luce solare. Allo stato attuale, è stata ottimizzata la tecnica di deposizione brevettata ENEA e sono state già state realizzate celle fotovoltaiche. Anche se l'efficienza raggiunta è di poco superiore all'1%, la realizzazione di questa struttura ha fornito la possibilità di progettare un dispositivo, completamente allo stato solido, che abbia come obiettivo intermedio un'efficienza di conversione superiore al 3%. Per quanto riguarda i risultati conseguiti a livello internazionale, è stato raggiunto il 18,5% di efficienza su moduli di produzione al silicio monocristallino e il 17,5% nel caso del silicio multicristallino. Relativamente alle tecnologie "del futuro", notevoli risultati vengono conseguiti nella realizzazione di moduli al silicio amorfo integrati (linea pilota), con efficienze superiori all'8% e con un costo di 1,8 euro/Wp.

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), Svizzera (PSI), Francia (CNRS) e Spagna (Ciemat e Plataforma Solar de Almeria o PSA). Attualmente buona parte delle attività sperimentali sono condotte presso la PSA, gestita dal Ministero dell'industria spagnolo in cooperazione con il centro tedesco DLR. Le linee di sperimentazione riguardano:

- concentratori parabolici lineari (CPL). In questo schema il vapore 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 da risolvere 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). Alla PSA le attività di ricerca su tale tecnologia sono cominciate nel 1991 ed hanno portato alla realizzazione, da parte della Schlaigh Bergermann und Partner (SBP), di un campo prove costituito inizialmente da tre dischi parabolici 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, che consenta 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 ricerca 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.

Con questa tipologia di impianti solari, essendo presenti sistemi in grado di fornire potenze elettriche da alcuni kW fino a centinaia di MW, si possono coprire tutti i segmenti di mercato: dai sistemi *stand-alone*, per l'elettificazione rurale o di comunità locali isolate, 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 MW 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 m² 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.

La tecnologia a torre centrale, infine, ha superato la fase dimostrativa a livello di prototipo industriale, anche se non è ancora giunta alla fase di maturità commerciale. L'impianto sperimentale di taglia più elevata, il Solar One da 10 MW, ha funzionato dal 1982 al 1988, dimostrando la fattibilità di questi impianti di potenza.

L'esperienza, maturata con l'esercizio di diversi impianti sperimentali, ha portato ad una evoluzione della tecnologia, culminata nel progetto dell'impianto prototipo Solar Two, da 10 MW, dotato di sistema di accumulo termico a sali fusi. L'impianto è entrato in esercizio nel 1997 ed ha funzionato fino al 1999, come previsto in sede di progetto.

Dall'esperienza maturata fino ad oggi, si è visto che la taglia commerciale per questi impianti è compresa nell'intervallo 10-200 MW e che, entro i prossimi dieci anni, il loro costo di produzione dell'energia elettrica dovrebbe scendere a 0,07 \$/kWh.

6.1.2.6 Il programma dell'ENEA per la produzione d'energia ad alta temperatura mediante sistemi solari a concentrazione

Le condizioni favorevoli di insolazione presenti nel nostro Paese, specie nel Mezzogiorno, rendono particolarmente favorevole il ricorso ad impianti solari, con importanti prospettive nel panorama energetico italiano in riferimento alla necessità di diversificazione delle fonti energetiche e di riduzione delle emissioni di gas serra.

L'ENEA, impegnato in un ampio programma di sviluppo e dimostrazione di alcune delle tecnologie disponibili per lo sfruttamento della fonte solare per la produzione di energia, con il "Grande Progetto Solare Termodinamico" intende promuovere la produzione di calore ad alta temperatura. Fra le varie applicazioni possibili, il programma ENEA è incentrato nello sviluppo di alcune tecnologie a carattere strategico.

Sono state scelte due linee di intervento:

- la produzione e accumulo di calore a media temperatura (550 °C) per la produzione di energia elettrica;
- la produzione e accumulo di calore ad alta temperatura (superiore agli 850 °C) per la produzione di idrogeno.

La produzione di energia elettrica e la produzione “rinnovabile” di idrogeno appaiono di interesse strategico prioritario, sia in termini di impatto sul quadro energetico-ambientale nazionale, sia in termini di innovazione tecnologica e di aumento di competitività del sistema industriale italiano, tanto da ricevere l'approvazione e un finanziamento pluriennale da parte del MAP. Ovviamente l'articolazione del programma tiene conto del diverso grado di maturità scientifica ed industriale raggiunto dalle due applicazioni e, in entrambi i casi, si pone come obiettivo finale la costruzione e la messa in esercizio di impianti dimostrativi che consentano la diffusione su ampia scala delle tecnologie sviluppate e servano da stimolo per la creazione di un mercato autosostenuto. 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 MW 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 prodotta, 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 sistema di 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. Questa innovazione richiede, da un lato, l'uso di un fluido termovettore (miscela di nitrati di sodio e di potassio) diverso dall'olio sintetico impiegato negli impianti attualmente in esercizio e, dall'altro lato, un sostanziale miglioramento delle proprietà ottiche del rivestimento sul tubo ricevitore dei collettori che permetta un migliore assorbimento del calore;
- la progettazione di un nuovo tipo di concentratore, basato sull'impiego di specchi più sottili sostenuti da una struttura più semplice, 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. Poiché il fine delle attività di ricerca è quello di arrivare allo sviluppo di prodotti industriali con caratteristiche di prestazione e costo che consentano la diffusione su vasta scala di questa tecnologia, molte delle attività saranno condotte in stretta collaborazione con l'industria, il cui contributo è atteso proprio nell'individuazione delle soluzioni maggiormente praticabili in una produzione in serie.

La produzione di idrogeno da dissociazione dell'acqua, ottenuta tramite energia solare, è un settore con una maturità tecnologica diversa da quella relativa all'energia elettrica. Anche se è stata prodotta sull'argomento una notevole quantità di lavori scientifici, il passaggio dal livello accademico a quello industriale non è ancora iniziato e potrà essere avviato solo dopo un'accurata analisi dei processi termochimici più promettenti e dei sistemi di concentrazione più idonei per raggiungere le temperature richieste.

Uno dei primi obiettivi del programma ENEA è quindi la scelta del processo, tenendo presente i fattori seguenti:

- un'efficienza di conversione di energia solare in idrogeno sufficientemente elevata, che ha oggi come obiettivo il 50%;
- un ciclo chimico che possa essere realizzato con un impianto sufficientemente semplice e con processi reversibili, tale da poter funzionare in un campo solare relativamente isolato;
- l'uso di sostanze chimiche con basso impatto ambientale, non tossiche e disponibili in abbondanza e a basso costo.

L'elemento più rilevante del successo del programma sarà quello di produrre l'idrogeno ad un prezzo competitivo.

L'idrogeno, infatti, 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.

L'introduzione delle celle, per le quali l'idrogeno è il combustibile ideale, svilupperà senza dubbio la domanda di un tale prodotto. La combinazione di idrogeno solare in aggiunta a celle a combustibile costituisce quindi una linea portante tra i futuri programmi ENEA. Il programma di ricerca e sviluppo riguardante la produzione di idrogeno dalla dissociazione dell'acqua, ottenuta tramite energia solare, è finalizzato inizialmente alla messa a punto e sperimentazione del ciclo termochimico più promettente per tale scopo. Conseguentemente allo sviluppo del processo sarà realizzato lo studio e lo sviluppo di un prototipo di impianto solare ad alto rapporto di concentrazione, eventualmente associato ad altri sistemi solari, per essere utilizzato come parte integrante dei processi di decomposizione dell'acqua. Data la natura altamente sperimentale di un tale impianto, è previsto che i suoi componenti principali verranno realizzati nei laboratori dei Centri di ricerca ENEA, mentre l'impianto dimostrativo sarà realizzato nel progettato Laboratorio Solare Avanzato (LASA) a Montalto di Castro.

6.1.2.7 Impianti per l'utilizzo della biomassa

Le biomasse sono definite come il prodotto diretto o indiretto del processo fotosintetico, che rappresenta il metodo naturale più efficiente e disponibile per fissare l'energia solare sotto forma di energia chimica. Malgrado questa ampia disponibilità di energia, stimata varie volte quella che viene consumata annualmente dal consorzio umano, la macchina fotosintetica non si esprime ai massimi livelli della sua potenzialità (pari a circa il 5%) ma si attesta su valori dello 0,4-1% nelle zone temperate e dell'1,5% nelle zone e per le piante di tipo tropicale, contro un valore teorico pari a circa il 5% per piante terrestri. Un'area di ricerca e connotazione strategica è pertanto quella della macchina fotosintetica, nell'ottica di aumentare la produzione unitaria di biomassa, e con essa la quantità di anidride carbonica immobilizzata.

Nella produzione di calore si assiste al rilancio della legna come combustibile per il riscaldamento, sia al livello domestico e di piccole unità, fino a potenze proprie del teleriscaldamento. In realtà le caldaie che utilizzano legna, nella pezzatura merceologica del

tronchetto, del cippato ed ultimamente di *pellets*, già da parecchi anni hanno assunto una dignità tecnologica di tutto rispetto. Il loro rendimento ha infatti raggiunto l'equivalente delle caldaie alimentate a gasolio o ad altri combustibili tradizionali, risultando pertanto in prossimità del limite superiore teorico dello sviluppo e quindi scarsamente suscettibile di miglioramenti significativi.

Analogamente, i sistemi di automazione hanno raggiunto livelli qualitativi soddisfacenti. Il segmento tecnologico relativo alla produzione di calore non sembra quindi presentare prospettive significative di sviluppo; la ricerca riguarda ormai i microspazi che la tecnologia offre e che sono inseguiti dall'industria di settore essenzialmente per motivi di penetrazione sul mercato.

Nella produzione di energia elettrica la tecnologia più diffusa prevede l'utilizzo di cicli convenzionali a vapore tipo Rankine, nel duplice assetto a condensazione e cogenerativo, con combustione della biomassa in caldaie a griglie o letto fluidizzato. Tale tecnologia, caratterizzata da elevata affidabilità ed economicità di intervento (come conseguenza degli sviluppi attuati attraverso la politica degli incentivi), presenta la possibilità di attuare il ritorno dell'investimento a tempi brevi, pur nei limiti dovuti al basso rendimento complessivo (dell'ordine del 20-25%) e alla difficoltà di realizzare impianti di media e piccola taglia. Per far fronte a tali limitazioni, la tecnologia si sta orientando verso il sistema di gassificazione a letto fluido. In questo caso, infatti, il gas prodotto può essere impiegato in una molteplicità di utilizzi, quali i cicli combinati o, ancora più complessi, quelli riferibili all'impiego di celle a combustibile, turbogas e turbine a vapore.

In tali circostanze si ottengono efficienze significativamente più elevate dei cicli convenzionali Rankine (con valori anche superiori al 50%).

Un'ulteriore applicazione di grande interesse nella produzione di energia elettrica, per la quale è aumentata la domanda a seguito degli obblighi per i produttori di energia che derivano dal decreto Bersani, è l'impiego della fonte fossile congiuntamente a gas prodotto dalla biomassa. Valorizzando in tal modo l'energia termica coprodotta (teleriscaldamento, fornitura di acqua sanitaria, ecc.) l'economia del sistema tende ad avvicinarsi alle condizioni di mercato.

Occorre però indirizzare l'attenzione non solo allo sviluppo di tecnologie affidabili e flessibili, ma all'intera filiera, con particolare attenzione alle condizioni strutturali che condizionano l'approvvigionamento della materia prima.

Nel campo della gassificazione di biomasse residuali finalizzata alla produzione di energia elettrica, l'ENEA ha in corso diversi progetti che hanno portato nel suo Centro di Ricerca della Trisaia allo sviluppo e alla realizzazione di gassificatori di residui agro-industriali, di potenza compresa tra 0,1 e 1 MWt.

Un'ulteriore nuova prospettiva connessa all'uso energetico della biomassa riguarda la produzione di idrogeno dalle biomasse mediante processi con gassificazione a vapore in grado di favorire la formazione di un gas ricco in idrogeno anche fino al 50% del suo peso secco. Questo processo consentirebbe di impiegare, nella fase di utilizzazione del gas, tecnologie a basso impatto ambientale come le celle a combustibile. Su tale prospettiva l'ENEA è impegnata, insieme a numerosi *partner* europei, su un progetto comunitario (JOULE) finalizzato alla realizzazione di un impianto pilota di gassificazione catalitica di biomasse (500 kWt), utilizzante vapore come agente gassificante. L'impianto genera un gas ad alto tenore di idrogeno, che si intende utilizzare per l'alimentazione di una cella a combustibile a carbonati fusi da 125 kWe, finalizzata alla produzione decentralizzata di energia elettrica, con alta efficienza di conversione.

6.1.2.8 Idrati di metano

Una prospettiva di impiego di combustibili fossili non tradizionali è dato dai cosiddetti idrati di metano. Nel corso degli ultimi venti anni, infatti, una serie di osservazioni e scoperte ha confermato l'esistenza di giacimenti estremamente estesi di metano nella forma di "idrati di metano". Questi sono cristalli di ghiaccio, presenti in grande quantità sul fondo degli oceani, che intrappolano molecole di metano nel loro reticolo cristallino.

Il metano innalza il punto di congelamento dell'acqua di un ammontare che dipende dalla pressione: gli idrati si formano in quelle zone dove l'acqua, inizialmente allo stato liquido a quelle condizioni di temperatura e pressione, in presenza del metano, solidifica nella forma di idrato. Gli idrati di metano si possono formare fino alla temperatura di 7 °C e a pressioni non inferiori a 50 atmosfere. Le osservazioni indicano che gli idrati di metano si formano in tutte le zone del fondo oceanico ove i parametri termodinamici assumono valori all'interno della "finestra" indicata.

È stato stimato che gli idrati di metano presenti sul fondo degli oceani e nel *permafrost* dell'Artico contengono carbonio non ossidato in misura maggiore di quello contenuto in tutti gli altri giacimenti di combustibili fossili messi insieme, incluso petrolio, gas naturale e carbone.

L'origine degli idrati di metano non è ancora completamente chiara. All'ipotesi sull'origine biologica di questi composti, infatti, si affianca un'autorevole teoria che attribuisce la loro formazione a cause geologiche.

Il problema dello sfruttamento di questi giacimenti è la scarsa stabilità di questi composti in condizioni differenti da quelle che hanno determinato la loro formazione: in condizioni di temperatura e pressione diverse da quelle che ne hanno determinato la stabilità, i composti si dissociano infatti in acqua e metano liberando energia (4-8 kcal/mole), con una velocità che può rendere incontrollata e violenta la reazione fino all'esplosione.

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:

- in linea di principio, può essere prodotto da una pluralità di fonti (combustibili fossili, con separazione della CO₂; 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, quindi, ad una sua diffusione su ampia scala.

6.1.3.2 Produzione

A questo riguardo, appare utile evidenziare gli aspetti più critici, che sono il costo elevato e la scelta della sorgente da impiegare per la produzione di idrogeno, anche in relazione alla quantità e alla fonte di energia necessaria per la sua produzione.

In prospettiva, la produzione potrà utilizzare l'energia nucleare e le energie rinnovabili, a partire dall'acqua e dalle biomasse, ma i combustibili fossili rappresentano la soluzione più vicina e quella su cui puntare per il medio termine. Le principali alternative sono riportate nel seguito.

Combustibili fossili

Le tecnologie di produzione di idrogeno, a partire dai combustibili fossili (*steam reforming*, ossidazione parziale, gassificazione) sono mature, anche se suscettibili di ulteriori miglioramenti da un punto di vista energetico e di impatto ambientale.

In questo contesto è però senz'altro da affrontare la sfida tecnologica posta dalla necessità di separare e immagazzinare la CO₂ 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 convenzionali di generazione. Lo sviluppo di soluzioni economiche ed affidabili per il confinamento della CO₂ 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 CO₂.

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 diverse di calore (solare, nucleare) e diversi processi (ad es. reazioni chimiche invertibili), ma la sua fattibilità industriale è ancora da dimostrare.

BOX - Il confinamento (o stoccaggio) della CO₂

Una delle prime significative esperienze di stoccaggio di CO₂ è stata realizzata nel campo Sleipner (Mare del Nord) che, a partire dal settembre 1999, accoglie più di 1 milione di tonnellate/anno di CO₂ a 1000 m sotto il fondo marino, in una formazione di intercalari sabbiosi denominata *Utsira*, satura di acqua salata¹.

L'impianto di Sleipner è la prima applicazione mondiale di stoccaggio di CO₂ su scala industriale, realizzata anche grazie ai finanziamenti comunitari finalizzati alla dimostrazione, che viene accuratamente monitorata sotto l'aspetto del comportamento termodinamico (pressione, temperatura, comprimibilità, solubilità della CO₂ in acqua) e petrofisico (porosità, permeabilità, saturazione) e che continua a fornire i dati che alimentano il modello geologico per lo studio dell'assetto del *reservoir* e quello fluidodinamico di previsione delle prestazioni della CO₂ in stoccaggio, anche in relazione all'impatto ambientale dell'impianto.

All'atto della presentazione del progetto di ricerca SACS (Saline Aquifer CO₂ Storage), allestito a cura di un gruppo di Compagnie internazionali associate ad istituti di ricerca di Norvegia, Danimarca, Paesi Bassi, Francia e Gran Bretagna e supportato dai fondi del Programma Thermie nella sua prima fase di attuazione (1999), è stato messo in evidenza l'impatto della sperimentazione nel quadro delle esigenze del mercato di CO₂.

Un dato significativo, tra gli altri, è quello relativo alla valutazione del volume cumulativo di capacità di stoccaggio potenzialmente accessibile in Europa, circa 800 miliardi di tonnellate di CO₂, da leggere a confronto con la emissione attuale di CO₂ da parte della totalità degli impianti di generazione elettrica in Europa (un miliardo di tonnellate/anno).

Il conseguimento di una piena maturità nel settore è, però, ancora frenato da una limitata capacità di previsione delle condizioni di equilibrio tra le fasi (liquido/gas), alla quale certamente porterà un insostituibile contributo l'imponente raccolta dati che si svolge a Sleipner, oltre che dalle difficoltà intrinseche ai modelli composizionali.

Il progetto SACS ed altre azioni AIE-UE sono stati affiancati, tra il 2001 ed il 2002, da iniziative tese anche alla valorizzazione del reimpiego della CO₂; tra queste è il progetto olandese CRUST (CO₂ Re-use through Underground Storage), che ha intrapreso l'approfondimento dei termini di fattibilità tecnico-economica (costi, tecnologia, sicurezza, procedure di controllo, affidabilità e altri aspetti, tra i quali quelli legali e fiscali, senza trascurare il grado di accettazione da parte dell'opinione pubblica) e della funzionalità di un reimpiego (integrazione dei flussi di prelievo di CO₂ nei cicli industriali).

Alla verifica di queste iniziative viene assegnata la massima importanza, dato che esse riguardano i caratteri strutturali del *reservoir*, a partire dalla profondità della formazione destinata ad ospitare lo stoccaggio, quelli petrofisici e la collocazione geografica, quest'ultima in relazione agli oneri derivanti dalla movimentazione: adduzione in condotta della CO₂ all'impianto di iniezione e successivo prelievo e vettoriamento indirizzato a specifiche utenze industriali.

Non è secondaria l'indicazione relativa alla capacità minima di invaso della formazione, che non è inferiore a 3 milioni di tonnellate di CO₂.

Tenuto conto del regime di pressione riscontrabile nei giacimenti a gas naturale, se la formazione indiziata per lo stoccaggio di CO₂ fosse un giacimento esaurito o semi-esaurito, il volume di gas naturale originariamente in posto corrisponderebbe a dimensioni uguali o superiori a 1-1,5 miliardi di metri cubi².

Altro esempio dimostrativo viene dal progetto RECOPOL³ (Reduction of Emissions by means of Storage in Coal Seams), che presenta la particolarità di essere la prima attività dimostrativa di stoccaggio di CO₂ nei filoni carboniferi di una miniera nel bacino polacco della Slesia. La formazione carbonifera in questione era stata indiziata dall'AIE fin dal 1998 come potenziale sito di stoccaggio, in quanto presenta caratteristiche strutturali favorevoli (profondità, permeabilità, contenuto in gas), è al centro di un sistema di infrastrutture adeguate (impianti di superficie, pozzi) e, soprattutto, presenta il grande vantaggio di non richiedere la perforazione di nuovi pozzi, grazie alla fungibilità di quelli esistenti.

Merita di essere menzionata anche l'area tecnologica relativa alla cattura della CO₂ da inviare successivamente allo stoccaggio.

Il parco delle centrali termoelettriche si presenta come la prima fonte indiziata per la cattura di considerevoli volumi di emissioni di gas serra, ma si renderà presto necessario ed opportuno rivolgersi alle raffinerie, alle centrali di trattamento, ecc.

¹ "Storing Carbon Dioxide in a Saline Aquifer" in Oil & Gas Technology, Newsletter N. 29, April 2002 (ed. by European Commission).

² La sequenza dei tempi attuativi del Progetto CRUST sono:

- consegna studi di fattibilità a metà 2002
- Bando di gara nella seconda metà del 2002
- Preliminari tecnici e license a metà 2004
- Primo stoccaggio consegnato entro la fine del 2004 ed i primi mesi del 2005

³ "Demonstrating CO₂-ECBM (Enhanced Recovery of Coal Bed Methane): the RECOPOL Project"- Greenhouse Issues, January 2002 (IEA Greenhouse Gases R&D Programme, UK).

Tra le opzioni praticabili, il processo che si presenta più maturo per la cattura è la separazione della CO₂ dalla corrente delle emissioni (*flue gas*) mediante lavaggio (*scrubbing*) in ammine⁴.

La CO₂ viene liberata in una colonna di *stripping* con vapore a bassa pressione, che poi passa attraverso la condensazione per essere riciclato. La CO₂, liberata dalla soluzione, viene compressa a 150 atm per facilitarne il trasporto e lo stoccaggio, mentre la corrente di ammine viene raffreddata dopo la separazione dalla CO₂ per essere riciclata.

Una alternativa che si va affermando è quella di bruciare il combustibile con ossigeno puro in atmosfera di combustibili riciclati (*O₂/CO₂ recycle combustion*). È una tecnologia che consente di alzare la concentrazione della CO₂ nei gas combustibili, facilitandone così il recupero. L'ossigeno viene preparato con i comuni metodi di liquefazione dell'aria. In entrambi i processi si deve anche tenere conto della formazione di altra CO₂, p.e. dalla combustione di gas naturale per i servizi di stabilimento.

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 ancora un impegno notevole per giungere alla disponibilità di prodotti competitivi.

Motori a combustione interna

Motori a combustione interna ad idrogeno (o a miscele gas naturale-idrogeno) sono ormai disponibili (ad es. BMW); anche se l'utilizzo dell'idrogeno non consente di per sé rendimenti termodinamici superiori rispetto a motori ad accensione comandata alimentati a metano, la struttura molecolare dell'idrogeno elimina intrinsecamente le emissioni di HC, CO e CO₂; sussistono peraltro le emissioni di ossidi di azoto, difficilmente riducibili allo scarico con tecnologie utilizzabili su scala industriale. È bene ricordare che il motore a combustione interna ad idrogeno è

⁴ Le ammine (MEA) si preparano per reazione dell'ossido di etilene (C₂H₄O) con ammoniaca (NH₃). Le ammine più usate sono la monoetanolamina (MEA), la metil-monoetanolamina (MMEA), e la dimetil-monoetanolamina (DMMEA), rispettivamente ammina primaria, secondaria e terziaria.

I processi industriali a base di ammine sono molteplici, ma sono tutti costosi.

comunque in una fase di sviluppo preliminare. Rimangono infatti alcune barriere tecnologiche da superare prima di un suo utilizzo in grande serie nei prossimi anni.

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. È utile ricordare che la tecnologia delle celle a combustibile per le applicazioni alla trazione è ancora in uno stadio di sviluppo preliminare e richiederà un sostegno ulteriore alle attività di sviluppo e dimostrazione. Non a caso, nel Sesto Programma Quadro per la ricerca e lo sviluppo tecnologico dell'Unione europea, all'interno dell'area tematica "Sviluppo sostenibile, cambiamento globale ed ecosistemi", lo sviluppo delle celle a combustibile assume un ruolo di assoluto rilievo.

Centrali termoelettriche a idrogeno

Analisi e valutazioni industriali indicano la fattibilità tecnica della realizzazione di centrali termoelettriche alimentate ad idrogeno, che utilizzano 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 CO₂ prodotta durante il processo di produzione dell'idrogeno. Fra i programmi più avanzati rivolti all'utilizzo migliore dell'idrogeno ed all'aumento del rendimento del ciclo, si segnala il programma WE-NET giapponese che prevede, tra l'altro, lo sviluppo di turbine che possono lavorare a temperature più elevate.

6.1.3.5 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, gli ostacoli ad un suo impiego su larga scala sono, in linea di principio, tutti superabili. 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.

Un discorso a parte va fatto per i problemi di sicurezza connessi al confinamento della CO₂, che dal punto di vista culturale e gestionale richiamano quelli analoghi del settore nucleare.

6.1.3.6 Il Progetto Vettore Idrogeno dell'ENEA

Le linee programmatiche prioritarie del progetto ENEA riguardano i principali passi del ciclo tecnologico dell'idrogeno, dalla produzione fino alle applicazioni. Le tematiche individuate, ancora in corso di approfondimento, comprendono:

- la valutazione delle tecnologie di separazione della CO₂ e delle potenzialità di confinamento geologico della stessa a livello nazionale;
- la produzione dell'idrogeno da fonti rinnovabili (processi fotoelettrochimici, processi biologici, biomasse);
- lo sviluppo di soluzioni avanzate per lo stoccaggio dell'idrogeno;
- lo sviluppo e dimostrazione delle tecnologie d'uso dell'idrogeno nei diversi settori di applicazione.

Il progetto prevede altresì di promuovere interventi dimostrativi, individuando le tecnologie ed i settori di applicazione che offrono le migliori opportunità per favorire l'inserimento nel mercato dell'idrogeno e per superare le barriere, non solo tecniche, che la diffusione di tale vettore energetico dovrà affrontare (sicurezza, normativa, accettabilità da parte degli utenti). In parallelo, verrà reso operativo un progetto biennale relativo allo sviluppo di sistemi di accumulo di idrogeno in leghe metalliche per veicoli con celle a combustibile, progetto condotto in collaborazione con industria e CNR e parzialmente finanziato dal Fondo Integrativo Speciale per la Ricerca (FISR) del Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (MIUR).

6.1.4 La generazione distribuita di energia elettrica

6.1.4.1 Generalità

Il tema della generazione distribuita di energia elettrica è stato introdotto nel precedente Rapporto Energia e Ambiente 2001, unitamente ad alcune considerazioni sulle relative tecnologie, aspetti strategici e potenzialità. In queste note si richiameranno alcuni dati descrittivi e si forniranno ulteriori elementi su aspetti tecnici, economici, strategici e previsionali.

La generazione distribuita, o diffusa, di energia elettrica, più che una vera e propria tecnologia, costituisce un paradigma di produzione energetica, complementare e/o sostitutivo di quella centralizzata e localizzata in impianti di grande scala. Essa si fonda sull'utilizzo di generatori di piccola taglia, che operano in prossimità delle utenze finali, e con potenza da pochi kW ad alcuni MW.

A tutt'oggi, la diffusione e l'incidenza relativa della generazione distribuita sulla produzione globale di energia elettrica risultano marginali, ancorché crescenti. Per contro, è documentata una fitta e articolata serie di valutazioni tecnico-economiche, che descrive lo stato dell'arte attuale e prospetta evoluzioni generalmente in crescita per il prossimo decennio.

6.1.4.2 Economie di scala

La centralizzazione della produzione elettrica si fonda tradizionalmente su consolidate valutazioni di economia di scala, derivanti dai ridotti oneri di investimento e gestione per kWh prodotto nei grandi impianti. In corrispondenza, la necessità o la convenienza di delocalizzare gli impianti ha imposto il ricorso ad onerose infrastrutture di trasporto, trasformazione e distribuzione dell'energia prodotta (reti), che tuttavia pesano percentualmente sempre di più sui costi complessivi e, inoltre, sono sede di consistenti perdite di energia. Ulteriori difficoltà si riscontrano nei casi di nuovi impianti, non solo per i consistenti oneri di investimento, ma anche per le imprescindibili opposizioni delle comunità locali nei confronti di nuove centrali e strutture di trasporto.

Per contro, la piccola taglia dei generatori a generazione distribuita rende superflua, da un lato, la necessità delle reti di distribuzione ad alta e media tensione e, dall'altro, consente di utilizzare quelle a bassa tensione per le connessioni locali. Inoltre, risulta favorita la loro introduzione progressiva e non traumatica, sia nei casi in cui manchi una struttura di produzione, sia quando si ritenga opportuno o conveniente potenziare o sostituire reti esistenti.

6.1.4.3 Fonti energetiche e tecnologie di generazione distribuita

In quanto unità *stand alone*, i microgeneratori utilizzabili nella generazione distribuita consentono l'utilizzo di una gamma potenzialmente illimitata di fonti energetiche e, comunque, molto più ampia di quella degli impianti centralizzati, operanti essenzialmente con combustibili fossili tradizionali. In particolare, la caratteristica di piccola scala implica flessibilità nella scelta delle fonti di energia, in dipendenza della disponibilità locale, delle caratteristiche geografiche, nonché delle condizioni tecnologiche ed economiche dell'utenza. In questo quadro, le sollecitazioni

imprese dal recente Summit di Johannesburg, in relazione sia ai bisogni energetici delle aree sottosviluppate del pianeta, sia alle preoccupazioni sugli effetti antropogenici dello sviluppo, possono coniugarsi in modo ottimale con le caratteristiche operative della generazione distribuita a tutti i livelli applicativi.

In realtà, la scarsa diffusione della modalità produttiva a generazione distribuita, e la conseguente e perdurante marginalità delle relative tecnologie, restringono il campo delle fonti utilizzabili. Fra le fonti fossili, primeggiano il gas naturale, il gasolio, l'idrogeno da *reforming*. Fra quelle rinnovabili, il solare termico e il fotovoltaico.

Il riferimento all'idrogeno sottintende il suo utilizzo sia in una prospettiva di lungo termine, quale vettore energetico di elezione nelle celle a combustibile, sia su breve-medio termine, come componente di miscele combustibili (es. H₂+CO) in macchine termiche.

Le tecnologie di produzione disponibili includono i motori alternativi (diesel e a gas), le microturbine, le celle a combustibile, la conversione fotovoltaica. La produzione eolica viene solitamente considerata variante di impianti centralizzati, anche se su scala ridotta.

Nella Tabella 6.1 sono riportati dati analitici semi-quantitativi sulle diverse tecnologie di produzione.

Tabella 6.1 - La generazione distribuita di energia elettrica

Tecnologia	Motori Diesel	Motori a Gas	Turbine a gas	Micro-turbine	Celle a combustibile	Fotovoltaico
Scala (kW)	20-10.000	50-5.000	>1.000	30-200	50-1.000	>1
Efficienza (%)	36-43	28-42	21-40	25-30	35-54	n.a.
Costo del generatore (€/kW)	125-300	250-600	300-600	500-750	1.500-3.000	n.a.
Costo chiavi in mano (€/kW)	350-500	600-1.000	650-900	1.000-1.300	1.900-3.500	5.000-7.000
Costo recupero calore (€/kW)	n.a.	75-150	100-200	200-600	incluso	n.a.
Costo O&M (€/MWh)	5-10	7-15	3-8	5-10	5-10	1-4
Emissioni di CO ₂ (kg/MWh)	650	500-620	580-680	720	430-490	0
Emissioni di NO _x (kg/MWh)	10	0,2-1,0	0,3-0,5	0,1	0,005-0,01	0

Fonte: Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, AIE, 2002

6.1.4.4 L'impatto ambientale

Vi è un generale consenso sul fatto che il settore della produzione di energia elettrica sia caratterizzato da un impatto ambientale più contenuto rispetto a quello derivante dal settore dei trasporti, essenzialmente per due ordini di motivi. Il primo risiede nella possibilità di dotare i grandi impianti di sistemi e tecnologie più efficaci di riduzione delle emissioni, grazie alle economie di scala, nonché alla caratteristica intrinseca della combustione stazionaria, tipicamente utilizzata nella grande maggioranza degli impianti di produzione, di prestarsi a controlli in *feed-back* delle condizioni operative.

Il secondo aspetto è collegato alla delocalizzazione delle centrali di produzione in siti tipicamente lontani dai centri ad alta densità abitativa, ciò che comporta, a parità di quantità di emissioni, una maggiore diluizione degli inquinanti e una minore esposizione dei soggetti, rispetto a quanto avviene per le fonti diffuse di emissioni del traffico urbano.

In questo quadro, le tecnologie di produzione a generazione distribuita basate sulla combustione risultano penalizzate, sia perché la piccola taglia, associata a bassi costi di impianto e di esercizio, non consente l'utilizzo di sofisticate strategie di controllo e abbattimento, sia perché esse condividono le caratteristiche già tratteggiate dei motori per autotrazione. La penalizzazione

non riguarda evidentemente i generatori intrinsecamente “puliti”, come quelli basati su fonti rinnovabili o le celle a combustibile, ma sussiste in modo fondato nei motori diesel o a gas e nelle microturbine, per quanto riguarda essenzialmente gli ossidi di azoto, le particelle e i precursori dell’ozono troposferico.

Tuttavia, la tecnologia dei motori per autotrazione continua a evolversi nel senso di una progressiva riduzione di emissioni, trainata da normative sempre più severe, in particolare per i motori a combustione interna. Inoltre, l'imminente introduzione della modalità di propulsione ibrida con motori-generatori operanti “a punto fisso” contribuisce ulteriormente a ridurre le emissioni e l’impatto ambientale degli impianti di piccola scala. Pertanto, è ragionevole supporre che l’evoluzione in corso delle tecnologie di combustione pulita dei motori a combustione interna contagerà spontaneamente anche quella dei microgeneratori per generazione distribuita, siano essi basati su motori o su turbine.

6.1.4.5 Cogenerazione

È ormai consolidata la convinzione che il miglior modo di combinare gli obiettivi di riduzione degli effetti antropogenici globali sul clima e quelli locali sulla salute, a parità dei consumi di energia, sia quello di aumentare sensibilmente l’efficienza complessiva di utilizzo, che dipende sia dall’efficienza di conversione dell’energia dalla fonte, sia dalle forme dell’energia effettivamente utilizzata.

L’efficienza di conversione in energia elettrica dei microgeneratori a generazione distribuita è generalmente più bassa che nei grandi impianti. Tuttavia, la loro prossimità con l’utente finale apre la possibilità di cospicui recuperi dell’energia a bassa temperatura, altrimenti dispersa, essenzialmente per il riscaldamento di ambienti e di acqua sanitaria. La generazione e l’utilizzo simultanei di energia e calore (CHP), o "cogenerazione", non altera i rendimenti termo-elettrici, ma aumenta in modo cospicuo la frazione complessivamente utilizzata di energia disponibile alla fonte. In generale, a fronte di un aumento dell’ordine del 20% dei costi di investimento di dispositivi CHP, dipendente dalla taglia, vi è un raddoppio dell’efficienza (dal 30% a più del 60%) di utilizzo dell’energia della fonte (tabella 6.2). La condizione necessaria per la convenienza economica, non sempre soddisfatta, è che l’utente utilizzi simultaneamente l’energia elettrica prodotta e il calore recuperato.

Tabella 6.2 - Costi ed efficienze delle tecnologie di generazione distribuita

Tipo	Taglia (MW)	Costo iniziale (€/kW)	Efficienza elettrica (%)	Efficienza di utilizzo (%)
Micro-CH P (Stirling)	<0,015	2.700	15-25	85-95
Micro-turbina	0,1	1.970	29	59
Motore diesel	0,1	1.380	28	75
Celle a combustibile	0,2	3.800	36	73
Motore diesel	0,8	980	31	65
Turbina	1,0	1.600	22	72

Fonte: Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, OCSE/AIE 2002

La modalità di cogenerazione viene sempre più diffusamente integrata, soprattutto nei settori commerciali, con la produzione di freddo per condizionamento ambientale, nel qual caso si adotta il termine di "trigenerazione". Il suo sviluppo è sostenuto dai notevoli risparmi economici conseguenti alla sostituzione degli impianti di condizionamento elettrici con quelli di tipo *gas-absorption*. In particolari nicchie di utenza, risulta conveniente l’installazione di generatori di acqua calda/fredda, con erogazione di energia elettrica come sotto-prodotto. La penetrazione attuale della trigenerazione

è ancora più limitata di quella della CHP; tuttavia stime prudenti annunciano nel prossimo decennio una crescita considerevole del mercato, in particolare nei paesi UE più avanzati.

6.1.4.6 La situazione in UE, USA e Giappone

Lo stadio di diffusione e utilizzo delle tecnologie a generazione distribuita varia molto da paese a paese, in dipendenza di fattori non solo tecnici, ma anche legati alla struttura del mercato elettrico e alle politiche di liberalizzazione. In aggiunta, il quadro è incerto per la disomogeneità dei dati disponibili. In generale, la produzione distribuita e combinata è utilizzata essenzialmente da industrie e in alcuni settori commerciali. I dati disponibili per i paesi UE, riportati nella tabella 6.3, forniscono una stima variegata e molto dispersa, con incidenza media dell'11% sulla produzione elettrica totale, ove emergono i casi di consistente penetrazione della generazione distribuita di Danimarca e Olanda.

Tabella 6.3 - Generazione combinata nella UE. Anno 1998

Stato Membro	Capacità CHP (MW)	Energia CHP (GWh)	Frazione (%)
Austria	3.416	14.268	24,8
Belgio	797	3.410	4,1
Danimarca	7.027	25.591	62,3
Finlandia	5.097	25.128	35,8
Francia	3.485	12.660	2,5
Germania	22.160	41.770	7,5
Grecia	257	981	2,1
Irlanda	114	404	1,9
Italia	9.802	45.990	17,8
Lussemburgo	98	320	22,5
Olanda	8.500	47.835	52,6
Portogallo	965	3.288	8,4
Spagna	3.558	21.916	11,2
Svezia	3.205	9.544	6,0
Regno Unito	3.842	20.759	5,8
UE-15	77.323	273.864	11,0

Fonte: Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, OCSE/AIE, 2002

I dati della tabella 6.3 per i paesi UE, unitamente a quelli analoghi per gli USA e il Giappone, evidenziano caratteristiche peculiari delle tre aree socio-economiche.

I paesi UE manifestano una maggiore dispersione e disomogeneità nel grado di sviluppo delle tecnologie, nella disponibilità delle fonti energetiche e nell'accettazione sociale della generazione distribuita; tuttavia, l'impulso delle politiche comunitarie in materia di protezione ambientale, risparmio energetico e innovazione tecnologica costituisce un fattore favorevole allo sviluppo ed alla diffusione su larga scala della generazione distribuita.

Negli USA, a fronte di una maggiore omogeneità e consistenza tecnologica, la tradizionale struttura dell'utenza, caratterizzata da maggiori consumi pro capite, sembra costituire un fattore intrinseco di freno alla diffusione della generazione distribuita, anche se la maggiore sensibilità ambientale e, ancor più, le recenti difficoltà dell'offerta energetica della California, preludono ad un'inversione di tendenza.

Il caso del Giappone in proposito è particolare, in quanto la forte dipendenza da fonti energetiche esterne e gli alti costi dell'energia elettrica convenzionale concorrono per altra via a determinare condizioni favorevoli alla crescita del settore.

6.1.4.7 Confluenza fra tecnologie energetiche e del trasporto

In margine alle considerazioni sulla penetrazione della generazione distribuita su larga scala, è utile segnalare che la tecnologia dei trasporti è alle soglie di un salto evolutivo, che consiste nella imminente introduzione, sui veicoli di prossima generazione, della modalità di propulsione cosiddetta 'ibrida', nella quale le funzioni di trasformazione dell'energia del combustibile e della propulsione, tradizionalmente assolve congiuntamente dal motore a combustione interna, sono disaccoppiate ed affidate, rispettivamente, la prima ad un micro-generatore di bordo (un motore diesel a basse emissioni, accoppiato ad un alternatore, ovvero uno *stack* di *fuel-cell* a idrogeno), la seconda a motori elettrici associati alle ruote per l'avanzamento. Indipendentemente dalla modalità di produzione elettrica a bordo, termica o elettrochimica che sia, è prevedibile con certezza, nei prossimi anni, la comparsa e la diffusione di tali unità modulari, ospitate a bordo dei veicoli di prossima generazione. Pertanto, questi sistemi saranno in grado di svolgere, con modifiche marginali, anche le funzioni di micro-generazione di energia elettrica per usi diversi dalla propulsione. Tale circostanza costituisce una condizione di mutuo supporto tecnico-economico nello sviluppo e nella diffusione delle tecnologie di generazione distribuita e di propulsori ibridi, normalmente non considerata negli scenari previsionali dei prossimi decenni.

BOX - Evoluzione biologica e sviluppo tecnologico

Una analisi comparativa, benché irruotale, delle modalità di produzione energetica delle società umane contemporanee, da un lato, e degli organismi viventi, dall'altro, rivela un aspetto paradossale. Per questi ultimi, la funzione di produzione dell'energia necessaria ai singoli tessuti e organi, nonché all'intero organismo, è svolta dalle unità mitocondriali all'interno di ciascuna cellula. Tale modalità di produzione, una vera e propria generazione distribuita *ante litteram* premiata dall'evoluzione biologica, è comune a tutte le forme di vita superiori ed è del tutto evidente la sua funzionalità ed efficacia biologica, collaudata in milioni di anni. Per contro, le società umane interessate dagli sviluppi tecnologici dell'ultimo secolo, se assimilati ad altrettanto complessi organismi viventi, appaiono paradossalmente attardati sull'adozione di schemi di produzione centralizzata, i cui limiti peraltro stanno affiorando con evidenza crescente e risultano ormai chiaramente percepibili.

6.1.5 Lo stato di attuazione dei programmi di sviluppo delle tecnologie termo-nucleari

Le attività sulla fusione si svolgono nell'ambito del contratto di Associazione ENEA-EURATOM, che attribuisce all'ENEA la responsabilità di tutte le attività per la fusione svolte in Italia. Contratti di associazione o di ricerca separati regolano poi i rapporti fra l'ENEA e gli altri *partner* italiani (CNR, Consorzio RFX, Consorzio CREATE, Politecnico di Torino).

La linea principale di indagine è rivolta allo sviluppo della tecnologia del "confinamento magnetico", con le relative attività di sperimentazione su due macchine di media taglia (FTU a Frascati e RFX a Padova), di validazioni teoriche, di partecipazione agli esperimenti e progetti internazionali JET (Joint European Torus) e ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor). JET costituisce il più grande *tokamak* attualmente operante al mondo, costruito e gestito dall'insieme delle Associazioni europee sulla fusione. ITER è il progetto di un reattore per dimostrare innanzitutto la fattibilità scientifica dell'approccio, e quindi la sua fattibilità tecnologica. Le attività di ricerca sulla fusione inerziale si riconducono alla sperimentazione condotta utilizzando l'impianto laser ABC (Frascati), oltre al lavoro di alcuni gruppi universitari.

I risultati delle ricerche condotte al JET sono stati utilizzati nella definizione dei parametri di progetto del reattore ITER. La progettazione di ITER, praticamente terminata, è stata effettuata nel quadro di una collaborazione internazionale tra Unione europea, Federazione russa, Giappone. Gli Stati Uniti hanno partecipato fino al 1999.

Quattro siti competono per accogliere ITER: Cadarache in Francia, Clarington in Canada, Rokkasho in Giappone, Vandellòs in Spagna. L'analisi tecnica dei siti si è conclusa a fine 2002. La definizione dell'accordo di attuazione comune dell'impresa ITER (che include la ripartizione dei

costi e l'organizzazione del progetto durante la costruzione) è oggetto dei negoziati ancora in corso. Si presume che la scelta del sito e la decisione della costruzione avvengano entro il 2003.

La costruzione di ITER durerà circa 10 anni, con una previsione di 20 anni di operazione del reattore. L'obiettivo di ITER è di generare 500 MW di potenza per almeno 400 secondi e di operare una parziale integrazione delle tecnologie e dei sistemi del successivo reattore commerciale.

Ricerche, studi e progettazione su esperimenti di accompagnamento, sulla tecnologia del reattore e sulla fusione inerziale proseguono parallelamente a ITER.

L'Italia è anche impegnata nella progettazione di IGNITOR, una macchina compatta ad alto campo magnetico, che ha l'obiettivo di raggiungere condizioni di ignizione di miscele di deuterio e trizio per studiare aspetti cruciali di fisica dei plasmi da fusione e dei futuri reattori.

6.2 IL QUADRO DELLA RICERCA, LA RIPARTIZIONE DELLE RISORSE, LE SPESE NEL SETTORE ENERGETICO

6.2.1 *Le priorità nell'allocazione delle risorse*

I cambiamenti di priorità che si manifestano nel tempo nell'allocazione dei finanziamenti governativi destinati alla ricerca, traggono origine in buona parte da atti del governo e del Parlamento, che seguono gli indirizzi e le priorità strategiche determinate nel Documento di programmazione economica e finanziaria (DPEF). In questo documento sono infatti definiti gli obiettivi generali e le modalità d'attuazione degli interventi finanziari stabiliti.

In tale processo va segnalato che, in applicazione del D. Lgs. 204/98, il Ministro dell'Istruzione, Università e Ricerca svolge un ruolo prioritario poiché predispose lo schema degli indirizzi e delle priorità strategiche per gli interventi a favore della ricerca scientifica e tecnologica e lo sottopone al CIPE perché lo valuti al fine di recepirlo nel DPEF.

Nel corso degli anni, sono intervenuti in vario modo cambiamenti d'attenzione da parte del Paese nei confronti di talune priorità. La diminuzione d'importanza delle ricerche sull'energia nucleare, a seguito del cambiamento di strategie della politica nazionale energetica nel settore nucleare della metà degli anni Ottanta, ha portato ad un notevole ridimensionamento dei finanziamenti in tale settore. Un altro esempio è dato dal particolare impulso attribuito in passato alle scienze fisiche, con la costituzione dell'Istituto Nazionale di Fisica della Materia (INFM) nel 1994, e dall'incremento dei fondi concessi nel corso degli anni all'Istituto Nazionale di Fisica Nucleare (INFN).

Per quanto concerne le aree di ricerca emergenti, si può fare riferimento a due ordini d'intervento. L'uno riguarda problemi generali quali le aree depresse del Mezzogiorno (legge 1 marzo 1986, n. 64), per le quali sono state varate apposite norme per un intervento straordinario, la riserva di fondi per ricerca delle piccole e medie imprese, il sostegno alla ricerca nelle imprese del Meridione, la quota riservata alla formazione, il finanziamento dei progetti di ricerca proposti dalle Università.

L'altro riguarda la necessità di intervenire a favore di determinati settori scientifici per rispondere a sollecitazioni e necessità di politica interna o per accordi internazionali. Da qui la nascita dei Programmi nazionali di ricerca, finalizzati allo sviluppo di tecnologie fortemente innovative e strategiche suscettibili di traduzione industriale nel medio periodo e dei finanziamenti garantiti ad organismi internazionali quali l'European Space Agency (ESA), per lo spazio, e il Conseil Européen pour la Recherche Nucléaire (CERN) per la fisica.

Le istituzioni che sovrintendono le attività di ricerca hanno avvertito da tempo l'esigenza di un maggiore e migliore raccordo fra i vari operatori attivi, in particolare al fine di rafforzare la competitività tecnologica dei settori produttivi e di accrescere la quota di produzione e d'occupazione d'alta qualificazione del paese. Ne è risultato il decreto legislativo 27 luglio 1999, n. 297, con una serie di provvedimenti volti a sostenere la ricerca industriale, dalla formazione del personale all'utilizzazione industriale dei risultati della ricerca. Quest'insieme di misure tende a rafforzare l'interazione tra imprese, università ed enti di ricerca pubblici, annullando le duplicazioni e sovrapposizioni che rendevano difficile l'interpretazione delle leggi precedenti in materia.

BOX - Il sistema di finanziamento della ricerca pubblica

Il MIUR accentra la gran parte dei fondi per la ricerca pubblica, nella cui ripartizione deve tenere conto delle direttive del Parlamento e del Governo (anche attraverso il CIPE). Infatti, il Governo si avvale del Documento di programmazione economica e finanziaria (DPEF) (discusso in Parlamento negli ultimi tre mesi dell'anno precedente a quello di riferimento) per determinare "gli indirizzi e le priorità strategiche per gli interventi a favore della ricerca scientifica e tecnologica". Su questa base viene predisposto il Programma nazionale per la ricerca (PNR) di durata triennale, istituito al fine di dotare il Paese di uno strumento di programmazione degli impegni ricerca e sviluppo (decreto legislativo 5 giugno 1998, n. 204). Le risorse con destinazioni specifiche, quali sono quelle stanziare con provvedimenti appositi o in determinati settori, e governate da altre Amministrazioni dello Stato (i dicasteri delle attività produttive, dell'ambiente, delle politiche agricole, ecc.), fanno comunque riferimento al PNR.

Il MIUR gestisce:

- i finanziamenti alle istituzioni scientifiche da esso vigilate, agli organismi scientifici internazionali, a grandi programmi scientifici nazionali e internazionali;
- il Fondo destinato alle Università per il finanziamento dei Progetti di ricerca di rilevante interesse nazionale;
- il Fondo per le agevolazioni alla ricerca (FAR) (decreto legislativo 27 luglio 1999, n. 297), destinato prevalentemente ad agevolare finanziariamente i programmi di ricerca delle imprese che abbiano una redditività di breve-medio periodo. Tramite questo fondo il Ministero ha provveduto al riordino e alla razionalizzazione di tutto il sistema di agevolazione alla ricerca industriale;
- il Fondo per gli investimenti della ricerca di base (FIRB) (legge 23 dicembre 2000, n. 388, art.104), istituito con lo scopo di favorire l'accrescimento delle competenze scientifiche del Paese e di potenziarne la capacità competitiva a livello internazionale. È destinato al finanziamento d'interventi di carattere strutturale, con ritorni nel medio-lungo periodo;
- il Fondo integrativo speciale per la ricerca (FISR), finalizzato al finanziamento di specifici interventi di particolare rilevanza strategica d'interesse di tutte le amministrazioni dello Stato. Il MIUR individua le priorità scientifiche di intervento con i fondi del FISR, stabilisce i criteri e le modalità procedurali per l'assegnazione delle risorse finanziarie disponibili e indica il contributo previsto per i diversi temi.

Il MIUR:

- cofinanzia anche il Programma operativo nazionale, dedicato a ricerca, sviluppo tecnologico e alta formazione, che è organico alla strategia del Piano di sviluppo del Mezzogiorno (PSM);
- utilizza i fondi strutturali (Fondo europeo di sviluppo regionale e Fondo sociale europeo) dell'Unione europea nelle regioni meridionali (dell'Obiettivo 1) per il periodo 2000-2006. Il finanziamento comunitario copre all'incirca il 60% del totale;
- contribuisce al finanziamento d'iniziative per la diffusione della cultura scientifica, anche di concerto con altre amministrazioni (legge 10 gennaio 2000, n. 6).

Al MAP (sentiti il MIUR, il Ministero dell'Economia e delle Finanze e il Ministero per l'Innovazione e le Tecnologie) è affidata la gestione del Fondo per l'innovazione tecnologica (FIT), che offre agevolazioni per "attività di ricerca industriale e di sviluppo, ammesse dalla vigente disciplina comunitaria per gli aiuti di Stato in materia" (legge 2 maggio 1997, n. 140).

6.2.2 Le fonti di finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo in Italia

Le fonti di finanziamento e i settori d'esecuzione sono molteplici, generando un complesso intreccio di flussi in entrata e in uscita fra i gruppi di operatori del sistema di ricerca. Le fonti e i settori sono normalmente schematizzati in: Amministrazione pubblica centrale e locale, settore delle imprese e settore *non-profit*.

L'Amministrazione pubblica, che compare di solito come fonte di finanziamento governativa, comprende le Amministrazioni pubbliche centrali (Ministeri) e, se non diversamente specificato, anche gli enti di ricerca, gli altri enti pubblici, l'Università.

Gli enti pubblici includono anche le Agenzie (Agenzia Spaziale Italiana - ASI, e Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici - APAT), gli istituti di ricovero e cura a carattere scientifico del Ministero della sanità, e gli istituti di ricerca dipendenti dal Ministero dei beni culturali e ambientali. Va sottolineato che gli enti di ricerca sono considerati prevalentemente esecutori dell'attività di R&S, anche se nel complesso segnalano un finanziamento verso l'esterno,

pari a circa l'8% del totale disponibile. In particolare, CNR ed ENEA sono gli enti più dinamici, vale a dire quelli che erogano i maggiori contributi all'esterno, ma sono anche istituzioni capaci di attirare risorse aggiuntive da altre fonti.

Per quanto riguarda le Università, va detto che il MIUR eroga a queste un finanziamento ordinario relativo alle spese di funzionamento, comprese le spese per il personale docente, non docente, i ricercatori e la ricerca scientifica; la quota destinata alla R&S va quindi calcolata sulla base di appositi coefficienti. Una caratteristica peculiare del nostro sistema ricerca a questo riguardo consiste nella prevalenza dei contributi statali, data la scarsità dei finanziamenti alle Università da parte del settore delle imprese.

Le amministrazioni locali sono costituite in gran parte dalle amministrazioni regionali, che finanziano attività di ricerca scientifica presso Università, enti di ricerca ed enti pubblici, strutture private. Vi è sul territorio nazionale un certo numero di enti regionali, finanziati prevalentemente dalle regioni, che effettua ricerca in settori d'interesse dell'amministrazione locale. Nel corso degli anni il peso del loro contributo finanziario si è accresciuto notevolmente, anche se si rileva una certa variabilità nei settori disciplinari che ne sono i beneficiari.

Il settore delle imprese è un settore particolarmente omogeneo; include tutte le imprese che dichiarano all'ISTAT di svolgere attività di ricerca. A differenza delle spese pubbliche, ripartite per discipline e per obiettivi socio-economici, le spese delle imprese sono classificate per settori economici; questa diversità è dovuta al fatto che le ricerche condotte in ambito pubblico sono rivolte alla soluzione di problemi sorti all'interno di una disciplina o per rispondere ad esigenze della società, mentre quelle delle imprese sono rivolte a soddisfare i bisogni dei settori produttivi di appartenenza.

Il settore *non-profit* ha un peso piuttosto scarso in Italia sia in relazione al finanziamento che in relazione alla esecuzione della ricerca. La situazione potrebbe cambiare drasticamente quanto al finanziamento, se verranno pienamente attuate le normative sulla costituzione e la destinazione dei fondi delle fondazioni bancarie (decreto legislativo 17 maggio, n. 153 del 1999, modificato dall'art.11 della legge 20 dicembre 2001, n. 448).

Va infine detto che le fonti principali dei dati sul tema del finanziamento pubblico della ricerca sono l'ISTAT per le spese del nostro Paese e l'OCSE per i valori necessari ai confronti. L'ISTAT, in particolare, effettua annualmente un'indagine sulla ricerca scientifica e lo sviluppo sperimentale (R&S), che rileva indicatori d'*input* e d'*output* dell'attività di ricerca delle imprese e delle altre amministrazioni pubbliche.

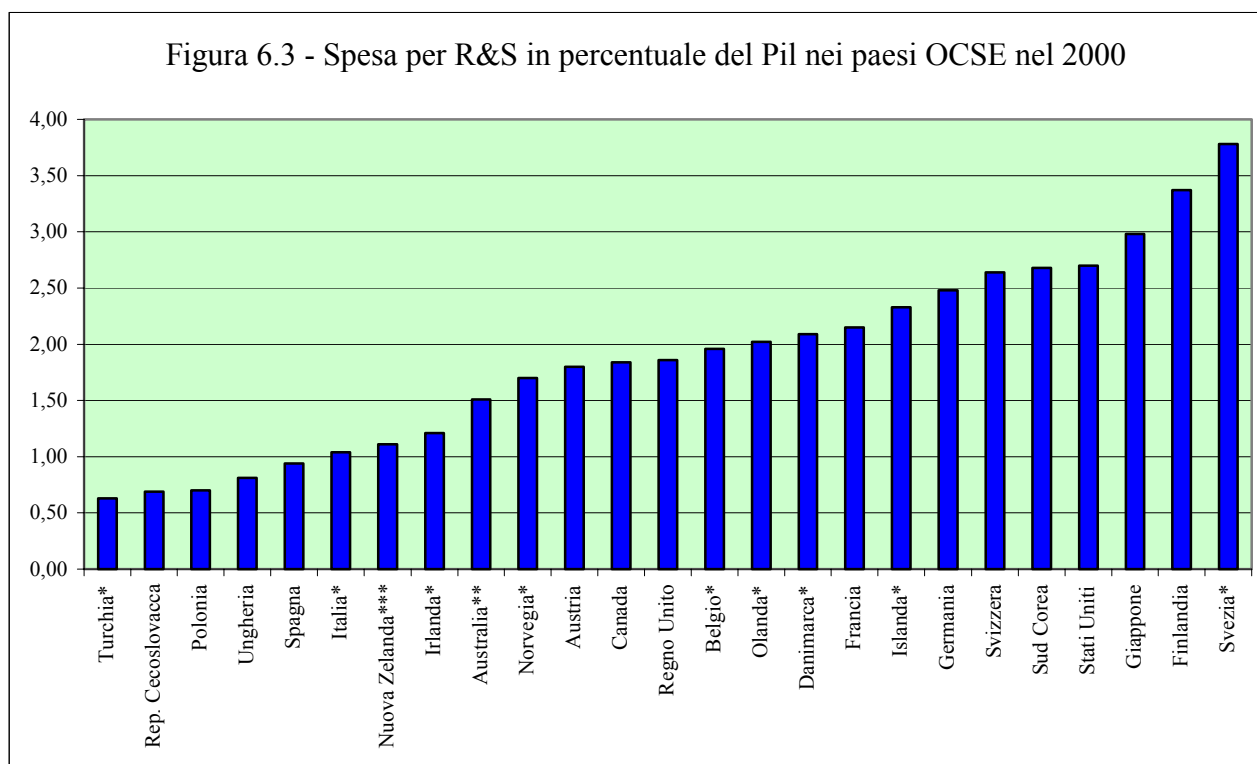
6.2.2.1 Confronti internazionali

Negli anni Settanta e Ottanta, i ritmi di crescita delle risorse investite nella R&S, superiori alla crescita del Pil, hanno fatto sperare in una sostanziale riduzione del divario che notoriamente separa l'Italia da altri paesi.

Successivamente però, le tendenze recessive che hanno caratterizzato l'economia italiana nei primi anni Novanta hanno avuto un impatto negativo sulle risorse destinate alla R&S ed hanno interrotto repentinamente il *trend* di crescita della spesa rispetto al Pil, facendo di nuovo arretrare l'Italia rispetto ad altri paesi.

Considerando il rapporto fra spese per R&S e prodotto interno lordo (Pil), in modo da normalizzare impegni in R&S altrimenti non confrontabili vista la diversa dimensione economica dei paesi, l'Italia risulta al penultimo posto in ambito europeo, seguita soltanto dalla Spagna, che peraltro sta rapidamente recuperando l'esiguo ritardo che ancora la separa dal nostro Paese (figura 6.3 e tabella 6.4). Con appena l'1% di spesa per R&S sul Pil, l'Italia ha un rapporto pari a poco più di un terzo di quello degli Stati Uniti e del Giappone e ben inferiore alla metà di quelli registrati da altre nazioni direttamente concorrenti sul piano economico-commerciale, quali la Francia e la Germania. Il ridotto impegno in ricerca del nostro Paese si esprime anche con il peso relativo della sua spesa per R&S sul totale delle spese dei sette maggiori Paesi occidentali, pari (nel 2000) ad

appena il 2,8%, una percentuale che pone l'Italia alle spalle del Canada, un paese con una dimensione economica sensibilmente inferiore alla nostra (tabella 6.5).



Note: * 1999; ** 1998; *** 1997

Fonte: Elaborazioni Ispri-CNR su dati OCSE

Tabella 6.4 - La spesa per R&S in rapporto al prodotto interno lordo in alcuni paesi OCSE

Paesi	(percentuale)								
	1980	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
Canada	1,2	1,5	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	
Finlandia	1,2	1,9	2,3	2,5	2,7	2,9	3,2	3,4	
Francia	1,8	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	
Germania	2,5	2,8	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,5	
Giappone	2,0	3,0	2,9	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	
Italia	0,8	1,3	1,0	1,0	1,1	1,1	1,0	1,1	
Regno Unito	2,4	2,2	2,0	1,9	1,8	1,8	1,9	1,9	
Spagna	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	
Svezia	2,3 (a)	2,8 (b)	3,5	..	3,7	..	3,8	..	
Stati Uniti	2,5	2,7	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	

Note: (..) non disponibile; (a) 1981; (b) 1989

Fonte: Elaborazioni ISPRI-CNR su dati OCSE e ISTAT per l'Italia 2000

Tabella 6.5 - La spesa per R&S in alcuni Paesi dell'OCSE. Anni 1981, 1990, 2000											
	1981		1990		2000				Variazione % media annua		
Paesi	Milioni di dollari Usa	%	Milioni di dollari Usa	%	Milioni di dollari Usa	%	1981-90	1990-00	1981-00		
	a prezzi 1995		a prezzi 1995		a prezzi 1995						
Canada	6.049	2,6	9.505	2,6	15.041	3,2	5,1	4,7	4,9		
Francia	17.407	7,4	27.020	7,4	29.116	6,3	5,0	0,7	2,7		
Germania	28.464	12,1	39.402	10,8	47.450	10,2	3,7	1,9	2,7		
Giappone	43.111	18,3	80.852	22,1	93.701	20,2	7,2	1,5	4,2		
Italia	7.668	3,3	13.931	3,8	12.784 (a)	2,8	6,9	-1,0	2,9		
Regno Unito	18.175	7,7	21.689	5,9	23.483	6,3	2,0	0,8	1,4		
Stati Uniti	114.530	48,7	172.855	47,3	243.056	52,3	4,7	3,5	4,0		
Totale	235.404	100,0	365.254	100,0	464.630	100,0	5,0	2,4	3,6		
Note: la conversione in dollari Usa è stata eseguita secondo le parità di potere d'acquisto (PPA) elaborate dall'OCSE											
(a) 1999											
Fonte: Elaborazioni ISPRI-CNR su dati OCSE											

Ciò che è più grave, alla situazione registrata nel 2000 (ultimo anno per cui sono disponibili i dati statistici per tutti i paesi) si è giunti secondo un andamento del volume complessivo di spesa a prezzi costanti che ha visto addirittura decrescere questo dato per quanto riguarda l'Italia negli anni Novanta. Tale situazione non può non destare preoccupazione, in particolare se si tiene conto del fatto che non si tratta di un fenomeno transitorio, ma di un fenomeno a carattere strutturale essendo, come già sottolineato, la prosecuzione di un *trend* ormai storicamente consolidato.

La situazione italiana è ancora più grave se si tiene conto che la riduzione degli stanziamenti del periodo 1995-2000 non è corretta dalla Legge finanziaria 2002, in forte contrasto con il *trend* degli USA (+1,6%/anno), del Giappone (+6,25%/anno) e dell'Unione europea nel suo insieme (+0,61%/anno), nella quale aumenti considerevoli sono stati introdotti anche da paesi come la Spagna (+12,72%/anno) e il Portogallo (+10,85%/anno).

Fra le conseguenze di questo ridotto impegno in ricerca dell'economia italiana sembra esservi la minore crescita in termini di Pil conseguita in questi ultimi anni dal nostro sistema produttivo, da quando cioè la nostra valuta si è agganciata stabilmente alle altre principali europee e alle carenze strutturali sul fronte dell'innovazione tecnologica nell'industria non si è più potuto rimediare facendo frequentemente ricorso a svalutazioni della lira.

Questo contesto risulta allarmante dal punto di vista delle teorie che riconducono la crescita economica di lungo periodo di un paese al suo impegno in ricerca e alla sua capacità di tramutare i risultati così ottenuti in innovazioni commercialmente vantaggiose. Tale considerazione assume maggiore rilievo se si considera che i Paesi tecnologicamente avanzati si stanno rapidamente orientando verso un'economia basata sulla conoscenza, attraverso il ricorso alla ricerca e sviluppo (R&S) che è lo strumento più vitale per tale processo (tabella 6.6). L'importanza di questa evoluzione è stata riconosciuta al massimo livello dagli Stati membri dell'Unione europea, con l'esplicito obiettivo di rendere l'Europa la più competitiva e dinamica economia mondiale basata sulla conoscenza.

La competitività economica è ottenuta attraverso la capacità di trasformare conoscenza in produttività economica mediante investimenti in nuove tecnologie, associata con alti fattori di crescita e occupazione.

Tabella 6.6 - La composizione della spesa per R&S in alcuni paesi dell'OCSE. Anno 2000 (%)

Paesi	Fonte di finanziamento				
	Amministrazione pubblica	Imprese	Altre fonti nazionali	Estero	Totale
Canada	31,8	42,6	9,8	15,8	100,0
Francia (a)	36,9	54,1	2,0	7,0	100,0
Germania	31,4	66,1	0,4	2,1	100,0
Giappone	19,6	72,4	7,6	100,0	100,0
Italia (b)	50,8	43,0	-	6,2	100,0
Regno Unito	28,9	49,3	5,5	16,3	100,0
Stati Uniti	27,3	68,2	4,5	-	100,0
Paesi	Settore di esecuzione				
	Stato	Università	Imprese	Istituzioni senza fini di lucro	Totale
Canada	11,3	31,0	56,7	1,0	100,0
Francia	17,8	16,7	64,0	1,5	100,0
Germania	13,3	16,0	70,7	-	100,0
Giappone	9,9	14,5	71,0	4,6	100,0
Italia (a)	19,2	31,5	49,3	-	100,0
Regno Unito	12,2	20,7	65,6	1,5	100,0
Stati Uniti	7,5	13,6	75,3	3,6	100,0
Note: (a) 1999; (b) 1996.					
Fonte: Elaborazioni ISPRI-CNR su dati OCSE					

Anche sotto l'aspetto delle risorse umane impiegate nell'attività di ricerca e sviluppo, valgono le considerazioni espresse per l'Italia sulle risorse finanziarie: per l'Italia, fra i sette maggiori Paesi occidentali, si rileva il livello più basso di ricercatori e degli addetti in generale, anche in rapporto alla forza lavoro. La tabella 6.7 mostra la distribuzione del personale di ricerca per settore d'impiego in alcuni paesi dell'OCSE nel 1999.

Tabella 6.7 - Il personale di ricerca in alcuni paesi OCSE. Anno 1999						
Paesi	Numero di ricercatori				Numero di addetti alla R&S	
	(in equivalente tempo pieno)	(per 1.000 unità di forza lavoro)	(in equivalente tempo pieno)	(per 1.000 unità di forza lavoro)		
Canada	90.810	5,8	140.440	8,9		
Francia	160.424	6,1	314.452	12,0		
Germania	255.260	6,3	480.415	11,9		
Giappone	658.910	9,9	919.132	13,8		
Italia	64.886	2,9	142.506	6,3		
Regno Unito	157.662	(a) 5,5	(a) 257.000	(c) 9,0	(c)	
Stati Uniti	1.114.100	(b) 8,1	(b)		
Note: (a) 1998; (b) 1997; (c) 1993.						
Fonte: OCSE						

6.2.2.2 La spesa per la ricerca in Italia: quadro nazionale e regionale

La tabella 6.8 sottolinea, come già segnalato in precedenza, le difficoltà di natura economica e finanziaria incontrate dal Paese negli anni Novanta. Se nel periodo 1980-1990 la spesa per R&S, depurata dall'aumento dei prezzi, è più che raddoppiata (115%), nel decennio successivo è praticamente rimasta invariata (7,8% nel 1990-2000).

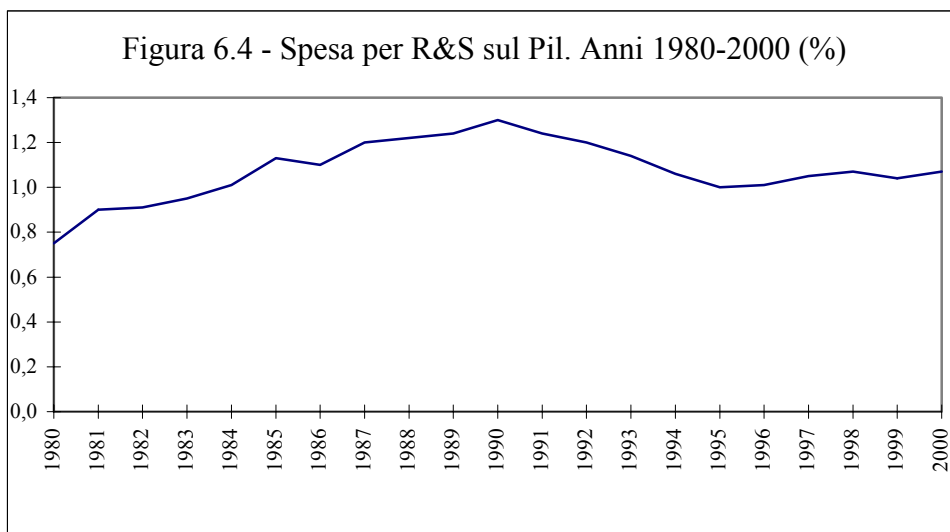
Tabella 6.8 - La spesa per R&S in Italia per settore di esecuzione

Settore di esecuzione	1980	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	milioni di euro							
Amministrazione pubblica	613	3.660	4.627	4.901	5.606	6.156	6.291	6.544
Imprese	883	5.120	5.762	6.217	6.389	6.657	6.746	7.380
Totale	1.496	8.780	10.389	11.117	11.995	12.813	13.037	13.924
	milioni di euro a prezzi 1995							
Amministrazione pubblica	2.137	4.681	4.627	4.655	5.199	5.561	5.592	5.690
Imprese	3.078	6.548	5.762	5.905	5.925	6.014	5.996	6.417
Totale	5.215	11.229	10.389	10.560	11.124	11.575	11.588	12.108
Variazione % sull'anno precedente a prezzi 1995	-	-	-	1,6	5,3	4,1	0,1	4,5

Fonte:Elaborazioni ISPRI-CNR su dati ISTAT

Nella figura 6.4 risulta evidente la riduzione della quota del Pil investito nell'attività di ricerca ai livelli della metà degli anni Ottanta.

Il settore delle imprese ha notevolmente ridimensionato i propri investimenti nella ricerca, così che nell'ultimo decennio essi si sono contratti in termini reali del 15% circa. La composizione della spesa per R&S mostra che nel tempo le imprese hanno rivisto in maniera considerevole le loro strategie in questo campo. Nel 1980 le imprese investivano nell'attività di ricerca il 59% del totale nazionale; nel 1990 tale valore era ancora del 58%, ma scendeva al 48% negli ultimi anni. Bisogna inoltre tenere presente che le imprese finanziano meno dell'80% della propria spesa *intra-muros*; il restante 20% proviene principalmente dalle amministrazioni pubbliche e dall'estero.



Fonte: Elaborazioni ISPRI-CNR su dati ISTAT

La tabella 6.9 mostra, nei tre anni 1990, 1995 e 2001, la ripartizione degli stanziamenti dell'amministrazione pubblica per R&S in Italia nei tre grandi obiettivi Ambiente, Energia e Industria.

Tabella 6.9 - Struttura degli stanziamenti dell'amministrazione pubblica per R&S in Italia in alcuni obiettivi socio-economici (%)

Enti	<i>Ambiente</i>			<i>Energia</i>			<i>Industria</i>		
	1990	1995	2001	1990	1995	2001	1990	1995	2001
ENEA	22,0	39,1	36,5	89,5	85,7	90,2	9,1	14,9	10,2
CNR	14,5	39,0	42,7	10,3	12,7	5,3	11,3	20,2	13,4
ISS	8,9	14,0	(a)	-	-	-	-	-	-
ISPESL	5,2	3,2	(b)	-	-	(b)	0,8	0,3	(b)
Ministeri	40,5	0,0	2,0	-	0,1	3,1	78,0	62,0	72,4
Altri enti (*)	8,9	4,7	18,8	0,2	1,5	1,4	0,8	2,6	4,0
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Totale (milioni di euro a prezzi 1995)	143	124	165	375	166	268	1.070	456	670

Note: (a) non finanzia più questo obiettivo

(b) non ha risposto all'indagine

(*) incluse le regioni

Fonte: ISPRI-CNR, banca dati SINCR

L'analisi della distribuzione regionale dell'attività di ricerca (tabelle 6.10 e 6.11) conferma che una parte largamente maggioritaria della spesa per R&S delle imprese è concentrata nell'Italia settentrionale e centrale (90,3% nel 2000), mentre nel Mezzogiorno il settore delle imprese ha speso il 9,7% del totale nazionale. Queste differenze territoriali risultano meno evidenti nel settore pubblico, all'interno del quale il contributo del meridione è pari al 25,5%. Complessivamente gli investimenti in R&S nel Sud coprono soltanto il 17,6% del totale nazionale (pubblico e privato). Tuttavia, nel periodo 1993-2000, in un panorama nazionale che vede solo segni negativi nella variazione sia delle risorse finanziarie reali sia delle risorse umane impegnate nell'attività di ricerca, il meridione (merito soprattutto di Campania e Puglia) è l'unica area geografica del Paese in cui sono aumentati gli investimenti in R&S dell'amministrazione pubblica.

Osservando gli apporti delle singole regioni, l'attività di ricerca effettuata dalle imprese risulta concentrata in Lombardia (33,1%), Piemonte (21,9%) e Lazio (11,6%). Il 46,3% della R&S svolta dalle istituzioni pubbliche è appannaggio di Lazio, Lombardia e Toscana.

Tabella 6.10 - La ripartizione della spesa e del personale per R&S nelle amministrazioni pubbliche per regione e area geografica in Italia. Anno 2000

Regione e area geografica	Spesa per R&S			Personale		
	Milioni di euro	%	Variazione media annua % (1993-00)	Unità in equivalente tempo pieno	%	Variazione media annua % (1993-00)
Piemonte	297,8	4,8	1,0	3.641	4,3	-3,1
Valle d'Aosta	0,7	0,0	5,7	10	0,0	10,4
Lombardia	726,7	11,7	-0,7	12.788	15,2	-1,4
Trentino-Alto Adige	64,6	1,0	3,1	897	1,1	-0,2
Veneto	298,1	4,8	-1,5	3.953	4,7	-4,3
Friuli-Venezia Giulia	166,6	2,7	2,3	2.064	2,5	-2,3
Liguria	210,4	3,4	-1,7	2.668	3,2	-6,7
Emilia Romagna	475,3	7,6	-2,0	6.889	8,2	-4,0
Nord	2.240,2	36,0	-0,7	32.910	39,2	-3,0
Toscana	566,7	9,1	2,1	6.344	7,6	-4,6
Umbria	127,9	2,1	6,6	1.619	1,9	-2,8
Marche	112,2	1,8	1,9	1.679	2,0	-1,9
Lazio	1.587,6	25,5	-1,6	19.358	23,1	-6,1
Centro	2.394,5	38,5	-0,3	29.000	34,5	-5,4
Abruzzo	109,0	1,8	0,4	1.486	1,8	-3,6
Molise	15,2	0,2	4,6	206	0,2	-0,9
Campania	490,3	7,9	2,2	7.797	9,3	-2,4
Puglia	261,3	4,2	4,6	3.249	3,9	-2,1
Basilicata	55,4	0,9	1,6	550	0,7	-2,3
Calabria	71,2	1,1	-0,6	1.125	1,3	-1,8
Sicilia	427,4	6,9	1,2	5.421	6,5	-4,5
Sardegna	156,9	2,5	0,7	2.211	2,6	-4,8
Sud e Isole	1.586,7	25,5	1,8	22.045	26,3	-3,3
Italia	6.221,3	100,0	0,0	83.955	100,0	-4,0

Fonte: Elaborazione ISPRI-CNR su dati ISTAT

Tabella 6.11 - La ripartizione della spesa e del personale per R&S nelle imprese per regione e area geografica in Italia. Anno 2000

Regione e area geografica	Spesa per R&S			Personale		
	Milioni		Variazione %	Unità in		Variazione %
	di euro	%	media annua	equivalente	%	media annua
			1993-00	tempo pieno		1993-00
Piemonte	1.364,3	21,9	-5,2	13.551	21,2	-2,6
Valle d' Aosta	21,0	0,3	51,6	256	0,4	51,5
Lombardia	2.065,8	33,1	-2,1	18.965	29,6	-3,1
Trentino-Alto Adige	55,1	0,9	20,6	760	1,2	17,6
Veneto	271,9	4,4	2,5	3.906	6,1	6,2
Friuli-Venezia Giulia	148,3	2,4	4,1	1.408	2,2	1,1
Liguria	172,1	2,8	-4,8	2.183	3,4	-3,3
Emilia Romagna	507,2	8,1	4,5	6.663	10,4	5,8
Totale Nord	4.605,8	73,8	-2,1	47.692	74,5	-1,1
Toscana	240,2	3,8	-3,0	2.546	4,0	-1,9
Umbria	26,2	0,4	5,7	421	0,7	10,8
Marche	40,7	0,7	7,3	755	1,2	13,7
Lazio	721,0	11,6	-1,5	6.118	9,6	-2,3
Totale Centro	1.028,1	16,5	-1,5	9.840	15,4	-1,1
Abruzzo	96,0	1,5	-3,6	1.241	1,9	-0,3
Molise	5,5	0,1	22,9	15	0,0	33,4
Campania	259,3	4,2	-3,7	2.590	4,0	-0,6
Puglia	72,1	1,2	-5,9	1.102	1,7	1,3
Basilicata	15,3	0,2	-0,1	331	0,5	13,4
Calabria	1,5	0,0	-23,0	13	0,0	-27,1
Sicilia	140,6	2,3	14,1	939	1,5	3,7
Sardegna	14,9	0,2	-9,2	235	0,4	2,7
Totale Sud e Isole	605,2	9,7	-1,7	6.466	10,1	0,7
Italia	6.239,0	100,0	-2,0	63.998	100,0	-0,9

Fonte: Elaborazioni ISPRI-CNR su dati ISTAT

6.2.3 Gli investimenti per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore dell'energia

6.2.3.1 Spese governative

Si è seguita anche quest'anno l'approssimazione consistente nel considerare significative per il settore energetico complessivo in Italia le spese effettuate essenzialmente dall'ENEA. Tale approssimazione è giustificata dai dati della tabella 6.9 che mostrano l'alta incidenza degli stanziamenti all'ENEA (da circa l'86% nel 1995 al 93% nel 2001) nel panorama nazionale degli enti che operano nel settore energetico. Questo fatto rende significative le indicazioni della tabella 6.12 sulle linee di tendenza e sulla composizione percentuale della spesa, anche tenendo presente che le spese governativa alle quali ci si riferisce non includono la ricerca di base.

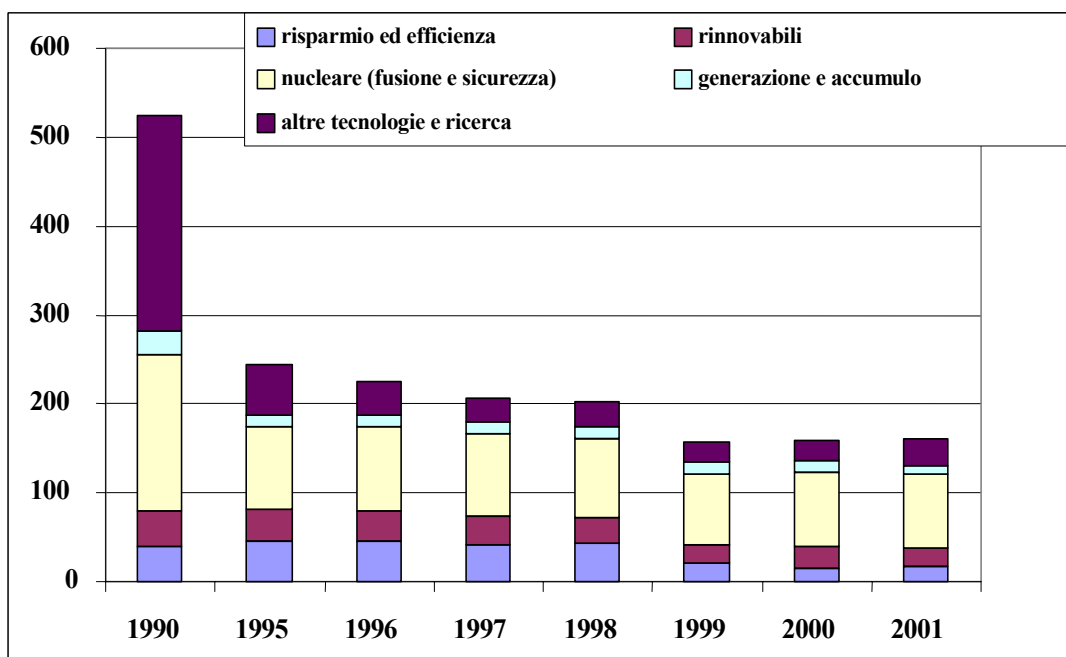
Tabella 6.12 - Spese governative di R&S energetica in Italia per settore. Anni 1990- 2001 (milioni di eurolire correnti)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
risparmio ed efficienza energetica	31.4	45.1	48.2	45.7	46.7	22.4	18.0	20.0
totale petrolio e gas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
totale carbone	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
totale fossili	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
totale solare	9.5	18.6	16.8	20.5	18.1	17.7	17.8	16.6
eolico	20.1	8.5	9.3	5.5	5.4	1.3	2.0	1.5
maree	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
biomassa	2.3	8.2	8.7	6.8	7.9	5.2	8.1	6.7
geotermia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
totale idroelettrica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
totale rinnovabili	31.9	35.3	34.8	32.8	31.4	24.3	27.9	24.8
fissione nucleare (sicurezza e rifiuti)	59.4	35.0	33.2	33.6	31.0	35.5	38.6	40.3
fusione	79.2	58.3	66.9	67.1	66.1	51.5	55.6	57.1
totale nucleare	138.6	93.3	100.1	100.7	97.1	87.1	94.2	97.5
totale tecnologie generazione e storage	20.6	13.2	14.3	13.5	14.5	15.1	15.4	11.3
altre tecnologie e ricerca	190.1	56.8	40.5	29.2	32.4	26.6	25.4	35.0
totale R&S energetica	412.5	243.8	237.9	221.9	222.1	175.5	180.9	188.5

Fonte: ENEA

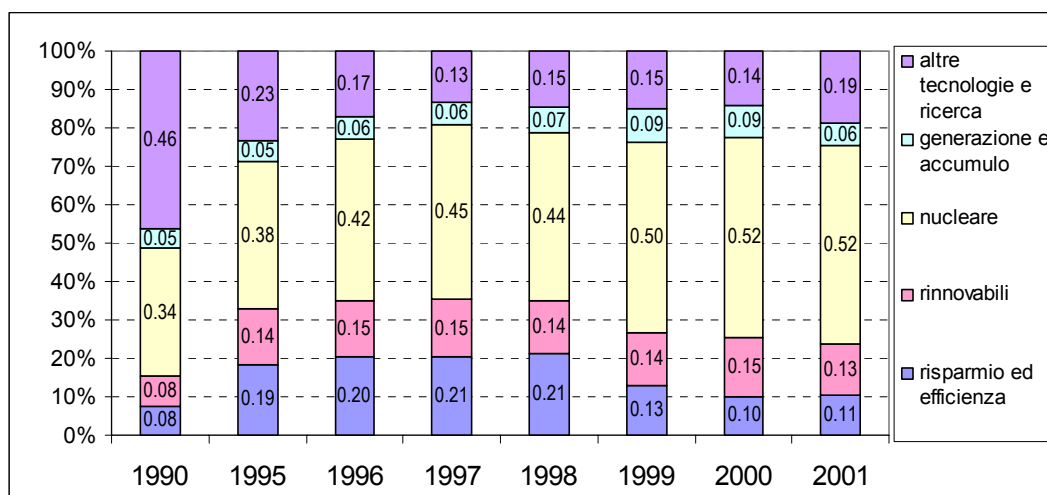
La figura 6.5, che riporta l'andamento delle spese governative in eurolire 1995, evidenzia un *trend* che appare contraddittorio con il ruolo che si assegna allo sviluppo tecnologico quando si affrontano i problemi, accennati nei capitoli precedenti, sulla sicurezza degli approvvigionamenti, sulla dipendenza energetica e sugli impegni internazionali di salvaguardia dell'ambiente. I dati della tabella 6.12, riportati in forma percentuale nella figura 6.6, confermano la situazione dello scorso anno con un alto peso (circa 50%) delle spese in tema nucleare, connesse agli studi sulla fusione (30%) e agli obblighi della sicurezza nucleare e alle attività di trattamento dei rifiuti (20%), e con un debole sostegno allo sviluppo tecnologico legato alle fonti rinnovabili e al risparmio energetico (complessivamente circa il 24% delle spese).

Figura 6.5 - Spese governative di R&S energetica in Italia per settore. Anni 1990-2001 (milioni di euro lire 1995)



Fonte: ENEA

Figura 6.6 - Composizione della spesa governativa di R&S energetica in Italia per settore. Anni 1990-2001 (%)



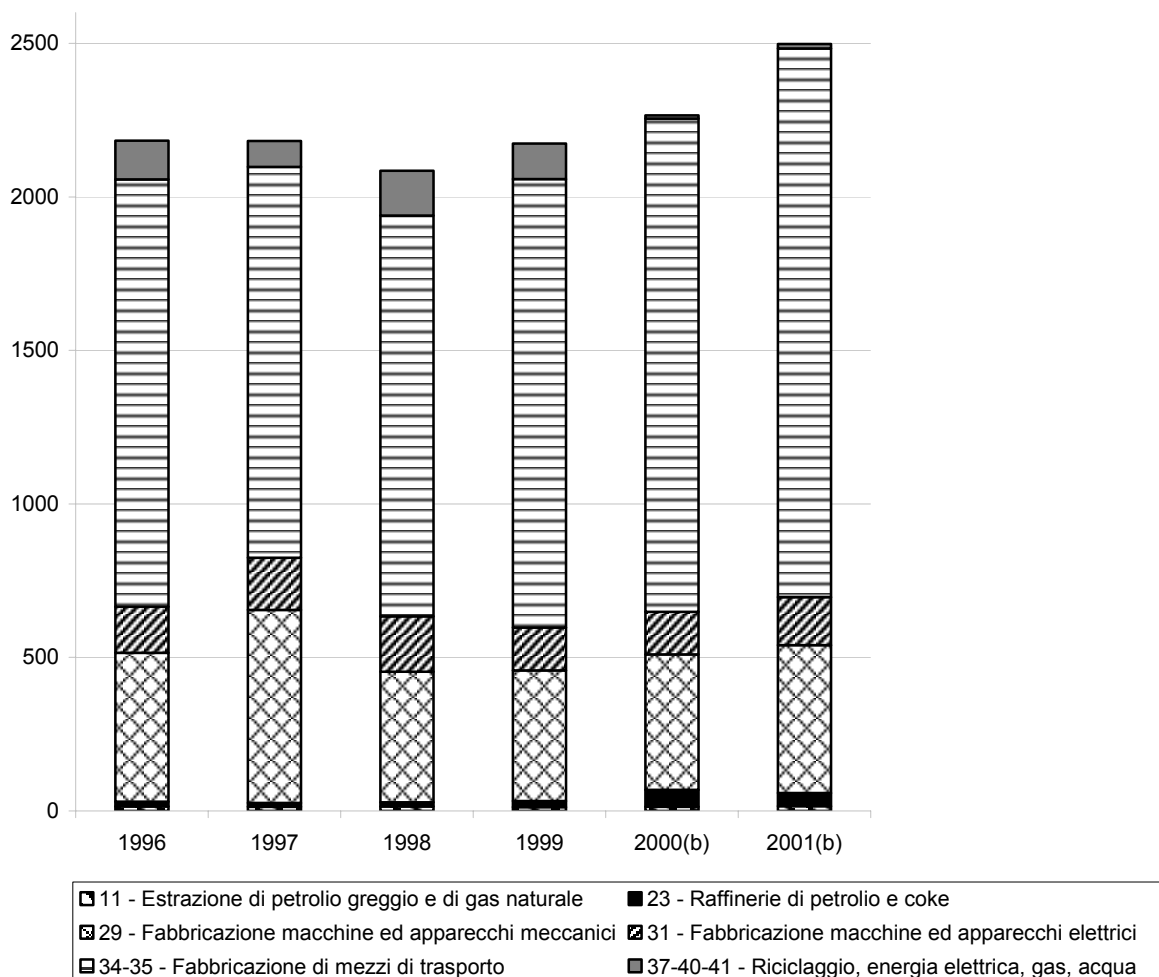
Fonte: ENEA

Va anche osservato che l'impegno sul tema nucleare, connesso agli obblighi connessi alla sicurezza nucleare e al trattamento dei rifiuti, rappresenta negli ultimi anni circa il 20% dell'intera spesa annuale.

6.2.3.2 Spese delle imprese

I dati sulle spese delle imprese in attività, di rilievo per il settore energetico, sono riportati nella figura 6.7 e sono tratti dalle rilevazioni sulla R&S in Italia effettuate dall'ISTAT. La selezione delle attività è stata fatta seguendo la classificazione ATECO 91 e presenta alcuni margini di approssimazione come nel caso delle classi 34-35 "fabbricazione di mezzi di trasporto", nelle quali sono comprese, oltre alle attività a carattere strettamente energetico, anche quelle sulla sicurezza dei mezzi prodotti. La figura 6.8 presenta, per gli ultimi tre anni, l'andamento del numero degli addetti alle attività di R&S nelle imprese che conducono attività economica negli stessi settori indicati nella figura 6.7. Il personale indicato è composto per il 30% circa da ricercatori, per il 45% circa da tecnici e per il restante 25% da altre figure lavorative.

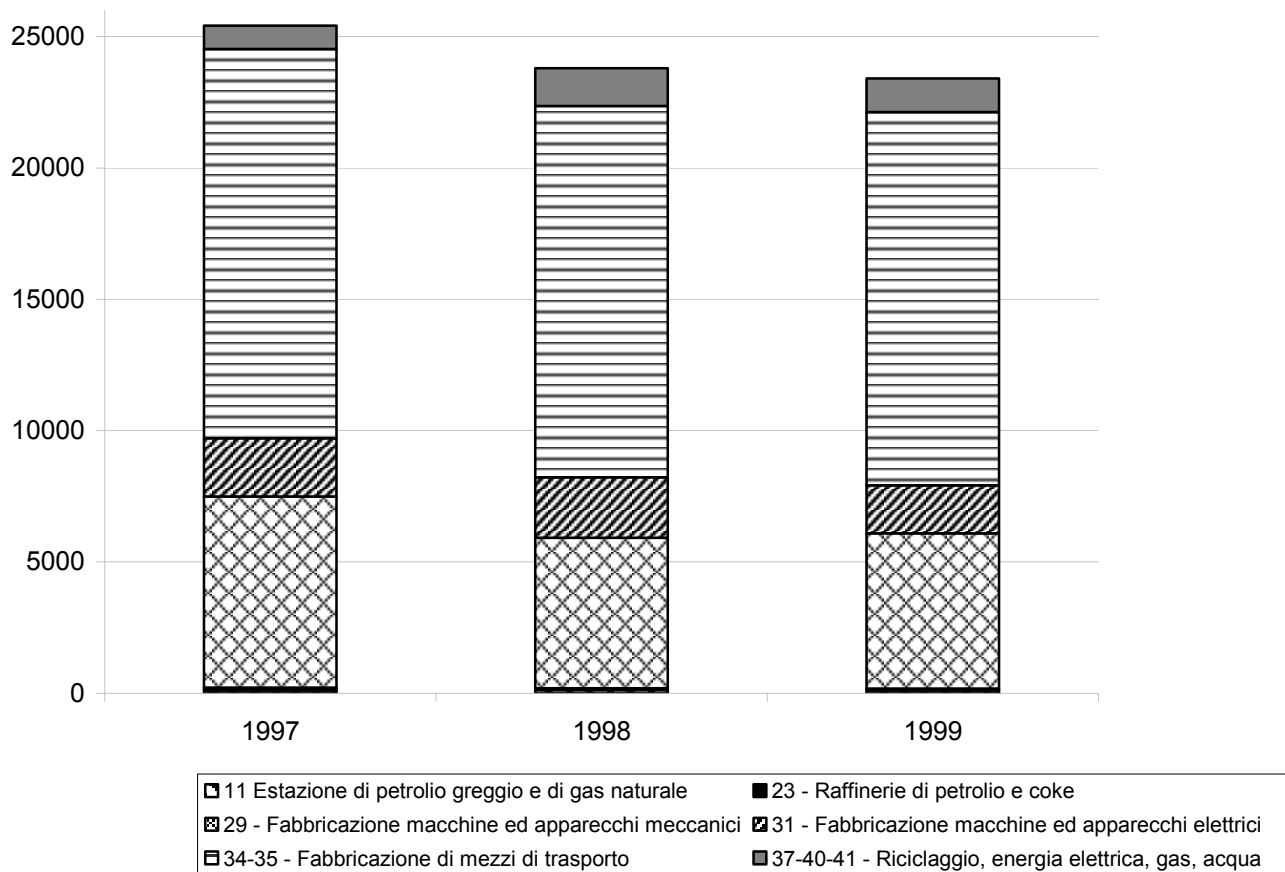
Figura 6.7 - Spese delle imprese per ricerca e sviluppo nelle attività economiche di rilevanza per il settore energetico. Anni 1997-2001 (milioni di euro correnti)



(b) Previsioni

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ISTAT

Figura 6.8 - Addetti alla ricerca e sviluppo delle imprese nelle attività economiche di rilevanza per il settore energetico. Anni 1998-1999 (equivalenti a tempo pieno)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ISTAT

Un'attività di ricerca energetica rilevante in campo nazionale è svolta dal CESI SpA, sulla base dei finanziamenti derivanti dall'art. 11 del Decreto del Ministro dell'Industria del 26 gennaio 2000, e cioè del "Fondo di finanziamento per la attività di ricerca". Tale Fondo è alimentato dal gettito di una componente della tariffa di servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai clienti finali del mercato vincolato, e da una maggiorazione del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale. Le disponibilità del Fondo per gli anni 2000 e 2001 sono pari a circa 135 milioni di euro. L'attività di R&S è finalizzata all'innovazione tecnologica del settore elettrico. Le principali linee di ricerca afferiscono alle seguenti aree tematiche:

- evoluzione del sistema elettrico (sviluppo ed esercizio delle reti, miglioramento della sicurezza e della qualità della fornitura di energia);
- interazione del sistema elettrico con l'ambiente (diffusione di inquinanti ambientali, valutazione delle esternalità, riduzione dei campi magnetici);
- uso razionale delle risorse - strumenti per uno sviluppo sostenibile (risorse energetiche nazionali, tecnologie e barriere per il rinnovo del parco termoelettrico, celle solari e biomasse).

6.2.4 Le nuove linee guida per la politica scientifica e tecnologica del Governo

Con l'approvazione delle linee guida per la politica scientifica e tecnologica, il Governo ha definito una nuova strategia per il potenziamento della ricerca in Italia che si pone in termini di discontinuità rispetto alle politiche del passato.

Le linee guida, approvate dal CIPE, rappresentano il documento del Governo da recepire nel Documento di programmazione economica e finanziaria (DPEF) e costituiscono la base per la formulazione del Programma nazionale per la ricerca (PNR) 2003-2006.

Le linee guida sono il frutto di un'ampia e costruttiva consultazione e concertazione con tutti gli attori del sistema: la comunità scientifica, le Università, che rappresentano la prima rete di ricerca in Italia, gli Enti pubblici di ricerca, le imprese e i sindacati.

Le linee del Governo identificano un preciso quadro di priorità su cui puntare per rafforzare le posizioni già detenute dal Paese e per sviluppare l'eccellenza nelle aree tecnologicamente più promettenti e ad alto valore aggiunto. Tale quadro delle priorità per la ricerca nazionale è stato identificato partendo da queste indicazioni:

- i grandi *trend* di riferimento a livello internazionale, oggi rappresentati da tre grandi settori: tecnologie dell'informazione e delle comunicazioni, biotecnologie e nuovi materiali, nano e microtecnologie;
- le priorità identificate dall'Unione europea: genoma e biotecnologie per la sanità; tecnologie per la società dell'informazione; nanotecnologie; materiali intelligenti e nuovi processi di produzione; aeronautica e spazio; sicurezza alimentare; sviluppo sostenibile e cambiamento climatico; *governance* in una società basata sulla conoscenza;
- la valutazione del prevedibile impatto degli investimenti sul sistema Italia.

Da queste valutazioni è emersa la necessità di orientare le scelte programmatiche della ricerca nazionale su alcune macro-aree riportate nella tabella 6.13.

Tabella 6.13 - Macro aree prioritarie della ricerca nazionale

Agroalimentare
Ambiente
Beni Culturali
Energia
Informatica e telecomunicazioni
Meccanica strumentale
Salute
Trasporti

Secondo le linee guida, le macro aree dovranno essere "fertilizzate" nel quadro del nuovo PNR attraverso lo sviluppo di specifiche classi di tecnologie abilitanti, riportate nella tabella 6.14.

Tabella 6.14 - Tecnologie prioritarie definite dal PNR

Bioteecnologie
Informatica avanzata
Microelettronica e sensoristica
Laser optoelettronica
Tecnologie biomedicali
Micro e nano tecnologie
Tecnologie dei materiali strutturali e funzionali
Processi separativi
Tecnologie chimiche ed elettrochimica
Fluidodinamica e tecnologia della combustione
Elettronica
Sistemi di attuazione e controllo e reti
Robotica
Sistemi avanzati di progettazione

BOX - Linee guida per la politica scientifica e tecnologica del Governo

Nel 2002 il MIUR ha predisposto le nuove Linee guida degli interventi in favore della ricerca scientifica e tecnologica per:

- definire gli indirizzi e le priorità d'intervento pubblico nel settore della ricerca;
- assicurare il coordinamento con le altre politiche nazionali, con riferimento ai settori di rispettiva competenza degli altri ministeri;
- definire il quadro delle risorse finanziarie da attivare;
- sulla base delle Linee guida, il Ministro definisce il PNR (per il triennio), da sottoporre all'approvazione del CIPE.

Al fine di assicurare un'equilibrata evoluzione di tutte le componenti della ricerca convergenti a generare innovazione vengono individuati quattro assi strategici:

1. avanzamento delle frontiere della conoscenza;
2. sostegno della ricerca orientata allo sviluppo di tecnologie chiave abilitanti a carattere multisettoriale;
3. potenziamento delle attività di ricerca industriale, e relativo sviluppo tecnologico, finalizzato ad aumentare la capacità delle imprese di trasformare conoscenze e tecnologie in prodotti, processi, servizi a maggior valore aggiunto;
4. promozione della capacità d'innovazione nei processi e nei prodotti delle piccole e medie imprese e creazione di aggregazioni sistemiche a livello territoriale.

I quattro assi vengono integrati da specifiche azioni per il potenziamento e lo sviluppo di grandi infrastrutture di ricerca di valenza ed interesse internazionale.

Il **primo asse** individua, fra gli interventi prioritari, il potenziamento della ricerca fondamentale e dei processi di internazionalizzazione, l'incremento delle attività di alta formazione e dei fondi per il finanziamento di ricerca fondamentale attraverso procedure di scelta e valutazione a livello internazionale. Si intendono inoltre promuovere il coordinamento delle azioni di finanziamento da parte delle pubbliche amministrazioni e lo sviluppo della rete dei centri d'eccellenza e di grandi infrastrutture scientifiche di ricerca.

Il **secondo asse** propone azioni di sostegno pubblico a programmi di ricerca *mission oriented*, per ampliare la base di conoscenza e sviluppare nuove tecnologie in settori emergenti. In quest'ottica si inserisce l'obiettivo di favorire, attraverso specifiche misure, le concentrazioni multidisciplinari di competenze e i centri di eccellenza, lo sviluppo di laboratori congiunti pubblico-privato, il reclutamento di giovani ricercatori, la mobilità di personale della ricerca pubblica verso il settore privato, le iniziative di *spin-off* e *venture capital*.

Per conseguire gli obiettivi specificati nel **terzo asse** s'intendono rafforzare i meccanismi di supporto finanziario e fiscale alle imprese, specie quelle piccole e medie che si rivolgono alle strutture pubbliche per compensare i vincoli di

natura tecnica, economica e finanziaria collegati ai loro livelli dimensionali, nonché rilanciare gli strumenti di programmazione negoziata per favorire lo sviluppo di *leadership* tecnologica nei settori strategici del sistema industriale nazionale.

Infine il **quarto asse** prevede azioni tese a favorire lo sviluppo di accordi di programma a livello territoriale tra amministrazioni dello Stato, Università, Enti di ricerca, Regioni e imprese in settori strategici di sviluppo per il trasferimento e l'utilizzo di tecnologie chiave abilitanti al sistema delle piccole e medie imprese e dei distretti industriali, nonché a incentivare l'utilizzo di nuovi strumenti finanziari a favore delle attività di R&S.

Una quinta area di intervento, che può essere considerata trasversale ai quattro assi, è rappresentata dal potenziamento della rete di grandi infrastrutture per la ricerca di base, di base orientata e applicata e dall'accentuazione dei processi di internazionalizzazione delle attività di ricerca.

BOX - La valutazione in Italia

Uno dei tratti peculiari del sistema scientifico italiano è rappresentato dallo sviluppo, a partire dagli anni Novanta, di una precisa azione per la valutazione delle istituzioni e dei programmi di ricerca scientifica e tecnologica.

Per il settore non universitario è stato istituito presso il MIUR il Comitato di Indirizzo per la Valutazione della Ricerca (CIVR) (D. Leg.vo 204/98), "composto da non più di sette membri, anche stranieri, di comprovata qualificazione ed esperienza, scelti in una pluralità di ambiti metodologici e disciplinari."

I compiti del CIVR, in accordo con il PNR, si articolano nelle seguenti azioni:

- sostegno alla qualità ed alla migliore utilizzazione della ricerca, attraverso la sperimentazione, l'applicazione e la diffusione di metodologie valutative;
- selezione dei criteri generali per la valutazione degli Enti di ricerca e delle istituzioni scientifiche non universitarie;
- valutazione esterna degli Enti di ricerca, di progetti e programmi, d'intesa con le pubbliche amministrazioni, anche rispetto agli obiettivi previsti dal PNR ;
- individuazione di criteri e modalità per la costituzione, da parte degli Enti di ricerca, di comitati interni di valutazione composti da esperti esterni all'ente (CIV);
- valutazione dell'efficacia degli interventi statali per la ricerca applicata, per sostenere l'incremento quantitativo e qualitativo della ricerca industriale, delle sue applicazioni e delle possibili ricadute economiche, finanziarie ed occupazionali.

Attraverso l'azione del CIVR, il Governo ha dotato il sistema scientifico nazionale di un organismo centrale, al quale sono affidate non solo funzioni dirette di valutazione, ma anche funzioni strategiche in tema di promozione e coordinamento delle iniziative, per una migliore utilizzazione dei risultati prodotti dall'investimento in ricerca e sviluppo.

Il CIVR ha svolto e svolge un lavoro molto intenso nei confronti di enti e istituzioni nazionali, dal quale emergono e si confermano alcune priorità per l'Italia, quali:

- intensificare la promozione della cultura della valutazione, favorendo l'avvio immediato di specifiche attività di formazione ed informazione;
- affinare tecniche e metodologie valutative, con particolare riguardo alla misurazione dell'impatto sul sistema produttivo e sociale;
- avviare, accanto alla valutazione, esercizi di *benchmarking* delle politiche pubbliche per la scienza e la tecnologia;
- promuovere l'attivazione dei comitati interni di valutazione.

Sono stati focalizzati, inoltre, alcuni obiettivi generali del sistema scientifico nazionale a breve e medio termine, con particolare riferimento alla ricerca non universitaria, con il fine di:

- dotare gli enti di adeguate risorse di base, per evitare che esagerate derive verso le attività di servizio possano denaturarne la missione istituzionale;
- incentivare il sostegno alla formazione per la ricerca e ai processi di mobilità dei ricercatori;
- evitare proliferazioni inopportune della componente amministrativa del personale degli enti;
- rendere più rigoroso e visibile il collegamento tra erogazione delle risorse e valutazione dei risultati da parte dei decisori politici.

Nei prossimi anni, la messa a regime di un sistema nazionale di valutazione sarà in grado di assicurare un fondamentale contributo alla crescita del potenziale competitivo del Paese, nel nuovo scenario di globalizzazione dei mercati e della conoscenza.

6.2.5 La ricerca e lo sviluppo tecnologico per il settore energetico nelle azioni della Commissione europea

Il Sesto Programma Quadro di ricerca e sviluppo tecnologico

Con la decisione del 27 giugno 2002, il Consiglio e il Parlamento europeo hanno adottato il Sesto Programma Quadro per la ricerca, lo sviluppo tecnologico e le attività di dimostrazione, per il periodo 2002-2006, con l'obiettivo di contribuire alla costruzione dell'area di ricerca europea e all'innovazione. Il Programma Quadro (PQ) è lo strumento principale dell'UE per il finanziamento della ricerca in Europa. Esso è proposto dalla Commissione europea e adottato dal Consiglio e dal Parlamento europeo secondo la procedura di codecisione. Il Sesto PQ sarà pienamente operativo dal 1° gennaio 2003.

Una volta adottato, la Commissione europea è responsabile della sua attuazione. Non esistono "quote nazionali" per la concessione degli stanziamenti. Tra i criteri di base ricordiamo:

- l'UE finanzia unicamente i progetti che coinvolgono più *partner* di paesi diversi;
- gli stanziamenti del PQ sono assegnati in base a "inviti a presentare proposte" concorrenziali, pubblicati dalla Commissione a scadenze regolari;
- i progetti potranno beneficiare dei finanziamenti UE solo se il loro campo di applicazione e i loro obiettivi rispecchiano le priorità stabilite negli "inviti a presentare proposte";
- la qualità e la pertinenza tecnologica dei progetti per i quali è richiesto un finanziamento sono valutate da esperti indipendenti. Ogni proposta è valutata in media da cinque esperti;
- i finanziamenti del PQ non costituiscono "sussidi" destinati alle organizzazioni di ricerca o alle imprese e possono essere utilizzati solo per lavori o attività di ricerca ben precisi.

Lo stanziamento di bilancio per il 6° PQ è pari a 17,5 miliardi di euro, che rappresentano quasi il 4% del bilancio complessivo della UE (2001) e il 5,4% delle spese di ricerca complessive (non militari) in Europa. Il 7% di questo importo (1.230 milioni di euro) sarà assegnato alla ricerca nucleare nell'ambito del PQ EURATOM. Il PQ mira a concentrare ed integrare la ricerca a livello europeo, strutturare lo spazio europeo della ricerca e rafforzarne le basi. La parte più consistente del bilancio sarà spesa per concentrare e integrare le attività di ricerca future su 7 aree tematiche prioritarie. Le priorità e i relativi stanziamenti di bilancio sono elencati nella tabella 6.15. I sistemi energetici sostenibili sono trattati all'interno della sesta tematica "Sviluppo sostenibile, cambiamento globale e ecosistemi" e, con 810 milioni di euro su 2.120, ne costituiscono la parte più importante.

Le azioni a breve-medio periodo per i sistemi energetici sostenibili sono rivolte a:

- energie pulite, con particolare riferimento alle rinnovabili e alla loro integrazione nei sistemi energetici esistenti, e contemplano contemporaneamente i temi dell'accumulo, della distribuzione e dell'utilizzo dell'energia;
- risparmio ed uso razionale dell'energia;
- carburanti alternativi per l'autotrazione.

Tabella 6.15 - La ripartizione delle risorse del Sesto Programma Quadro. Anni 2002-2006 (M€)

1) Concentrare e integrare le attività di ricerca	13.345
Tematiche prioritarie ⁱ	11.285
Scienze della vita, genomica e biotecnologie per la salute	2.255
Advanced genomics and its applications for health	1.100
Combating major diseases	1.155
Tecnologie della società dell'informazione ⁱⁱ	3.625
Nanotecnologie, materiali multifunzionali e nuovi processi di produzione	1.300
Aeronautica e spazio	1.075
Qualità e sicurezza dei prodotti alimentari	685
Sviluppo sostenibile, cambiamento globale e ecosistemi	2.120
Sistemi energetici sostenibili	810
Trasporti terrestri sostenibili	610
Cambiamento globale e ecosistemi	700
Cittadini e governance nella società della conoscenza	225
Attività specifiche che coprono campo di ricerca più ampio	1.300
Sostenere le politiche dell'Unione europea e anticipare le esigenze scientifiche e tecnologiche	555
Attività di ricerca multisettoriale che riguardano le piccole e medie imprese (PMI)	430
Cooperazione scientifica internazionale ⁱⁱⁱ	315
Non-nuclear activities of the Joint Research Centre	760
2) Strutturare lo Spazio europeo della ricerca	2.605
Ricerca e innovazione	290
Risorse umane e mobilità	1.580
Infrastrutture di ricerca	655
Scienza e società	80
3) Rafforzare le fondamenta dell'area di ricerca europea	320
Sostegno alle attività di coordinamento scientifico	270
Sostegno per uno sviluppo coerente delle politiche di ricerca	50
TOTALE (M€)	16.270
Fonte: Commissione europea, 2002	

i Di cui almeno il 15% per PMI.

ii Include fino a 100 milioni di euro per lo sviluppo ulteriore di Géant e GRID.

iii Questo ammontare di 315 milioni di euro è destinato a finanziare misure a supporto di cooperazioni internazionali con paesi in via di sviluppo, paesi mediterranei compresi paesi balcanici occidentali, Russia e i cosiddetti Stati di recente indipendenza. Altri 285 milioni di euro andranno a finanziare la partecipazione di organizzazioni di Paesi terzi nelle "Tematiche prioritarie" e nelle "Attività specifiche che coprono campo di ricerca più ampio". L'ammontare complessivo finalizzato alla cooperazione internazionale è pertanto di 600 milioni di euro. Infine altre risorse saranno disponibili nella sezione 2.2 "Risorse umane e mobilità", per finanziare il *training* di ricercatori di paesi terzi in Europa.

Le azioni per il periodo medio-lungo sono invece rivolte a:

- celle a combustibile, incluse le loro applicazioni;
- nuove tecnologie per i vettori energetici, per il trasporto e per l'accumulo con particolare riferimento all'idrogeno;
- concetti avanzati nelle tecnologie di impiego delle rinnovabili che abbiano grande potenzialità di sviluppo e che richiedano un impegno di ricerca nel lungo termine;
- sistemi di smaltimento della CO₂ associati ad impianti a combustibili fossili innovativi.

Il Programma Energia Intelligente per l'Europa (2003-2006)

Energia Intelligente per l'Europa è, a livello europeo, lo strumento più importante per attività di supporto – non tecnologiche - nel settore dell'energia. Esso raccoglie in un solo programma le azioni di ALTENER e SAVE sulle rinnovabili e sul risparmio e l'uso razionale dell'energia, integra (con STEER) il settore dei trasporti e (con COOPENER) quello della cooperazione con i paesi terzi. Si avvale inoltre di alcune tematiche orizzontali alle linee appena specificate.

La struttura delle risorse per il periodo 2003-2006 è riportata nella tabella 6.16.

Tabella 6.16 - Budget del Programma Energia Intelligente per l'Europa*

	2003	2004	2005	2006	Totale
SAVE	21	18	18	18	75
ALTENER	23	21	21	21	86
STEER	4	11	9	11	35
COOPENER	2	5	7	5	19
Totale (M€)	50	55	55	55	215

*Provvisorio

Fonte: Commissione europea, 2002

I fondi strutturali e le risorse per l'energia (2000-2006)

Risorse significative per il finanziamento dei progetti energetici giungono agli Stati membri con i fondi strutturali. Anche se la quota dei fondi strutturali rivolta a progetti energetici è limitata (solo 1,5% in media nella UE), il valore assoluto è considerevole per il livello degli investimenti complessivi (tabella 6.17).

Tabella 6.17 - Fondi strutturali nei paesi dell'Unione europea. Anni 2000-2006*							
	Fondi strutturali (M€)	Totale risorse per energia		Rinnovabili		Risparmio e uso razionale	
		(M€)	(% FS)	(M€)	(% energia)	(M€)	(% energia)
Belgio	862	8	0,9	2	29,7	3	45,5
Danimarca	189	2	1,2	0	0,0	0	0,0
Germania	23.963	57	0,2	29	51,4	10	17,7
Grecia	18.058	419	2,3	37	9,0	64	15,2
Spagna	35.222	315	0,9	88	27,9	48	15,3
Francia	8.357	76	0,9	32	41,7	15	19,6
Irlanda	2.165	43	2,0	0	0,0	43	100,0
Italia	19.222	254	1,3	147	57,7	40	15,8
Paesi Bassi	949	1	0,1	0	32,9	0	67,1
Austria	974	18	1,8	11	62,9	2	13,2
Portogallo	19.179	875	4,6	29	3,3		0,0
Finlandia	1.455	8	0,5	7	95,1	0	4,9
Svezia	1.171	6	0,5	6	111,4	0	0,0
Regno Unito	7.374	48	0,6	27	55,8	2	3,6
Total EU	139.140	2.128	1,5	416	19,5	229	10,7

*Obiettivo 1 e Obiettivo 2, previsioni

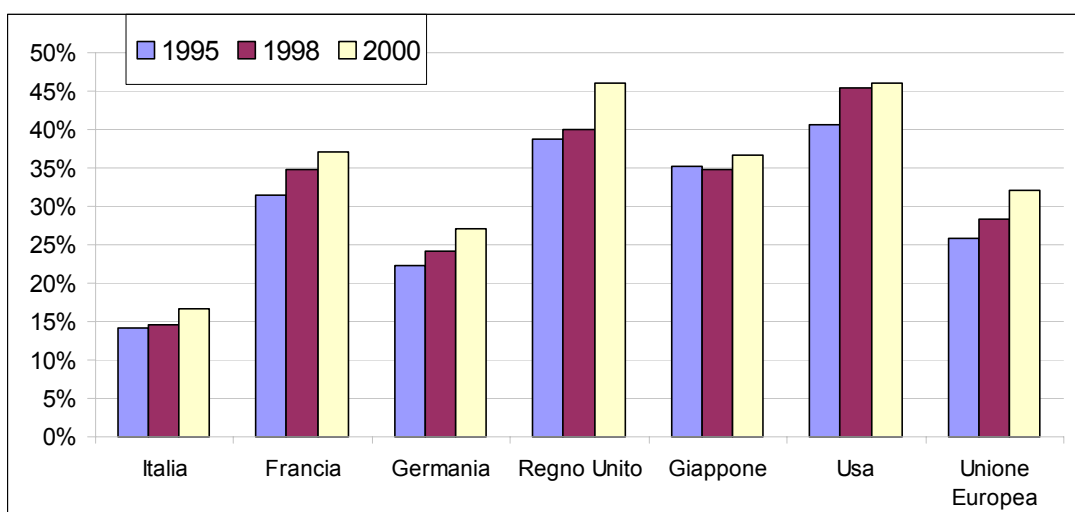
Fonte: Commissione europea, 2002

6.2.6 La ricerca e la struttura produttiva

L'intensa dinamica che ha caratterizzato lo sviluppo tecnologico mondiale nella seconda metà degli anni Novanta ha interessato significativamente i paesi dell'Unione europea, evidenziando l'emergere di nuove posizioni competitive, rivelatesi determinanti per il recupero del ritardo accumulato nel decennio precedente dall'intera area. In tale contesto, la posizione dell'Italia si è contraddistinta in relazione non solo ad una perdurante insufficienza nelle risorse destinate alla spesa in R&S e ad una conferma della debole competitività nei settori ad alta tecnologia, ma anche per il delinarsi di una divergenza significativa dai positivi percorsi tecnologici che si sono

presentati nell'area dell'euro. Solo sul finire del periodo, l'incidenza dell'*export* italiano di *high tech* sull'*export* manifatturiero si è portata su valori di poco superiori al 15% (figura 6.9). Questo risultato appare peraltro l'esito di una crescita del commercio *high tech* stabilmente inferiore a quella dei maggiori paesi europei, dove il concorso dell'*export* di alta tecnologia all'aggregato manifatturiero nel suo complesso ha raggiunto misure più che doppie rispetto al dato del nostro Paese. La performance dell'UE in termini aggregati è infatti superiore al 32% nel 2000. L'Italia ha al contempo accentuato il proprio deficit commerciale nell'alta tecnologia, ulteriormente gravato dalle perdite conseguite nell'area dell'euro più di quanto non sia accaduto negli altri mercati.

Figura 6.9 - Quota *high tech* sul totale delle esportazioni manifatturiere



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Sourceoecd

Nell'insieme, il Paese ha continuato ad accrescere la propria specializzazione produttiva nei settori *medium-low tech*, rimanendo escluso da percorsi innovativi rilevanti per la competitività di tutti i settori. Sotto quest'ultimo profilo, il confronto più recente (1997) con i maggiori paesi industrializzati mostra come, nella seconda metà degli anni Novanta, si vada marcando un differenziale di specializzazione tecnologica (tabella 6.18). Questo dato, che segnala certamente esiti di una base tecnologica nazionale sempre più carente, sembra tradurre anche gli effetti di una scarsa entità delle risorse destinate alla R&S dal sistema industriale (BERD), in aperta controtendenza con la quota finanziata a questi fini dal governo, tra le più alte in Italia rispetto ai maggiori paesi industrializzati e, soprattutto, sostanzialmente invariata rispetto alle criticità della finanza pubblica del decennio (tabella 6.19).

Tabella 6.18 - Attività di ricerca e struttura produttiva: specializzazione produttiva e specializzazione tecnologica dell'Italia

	1995		1996		1997	
	SP	ST	SP	ST	SP	ST
Alimentari, bevande, tabacco	-0,063	-0,575	-0,039	-0,582	-0,0334	-0,645
Tessili, abbigliamento, pelletteria	0,564	-0,877	0,573	-0,889	0,578	-0,874
Prodotti in legno, carta, cartotecnica, stampa	-0,108	-0,783	-0,109	-0,872	-0,124	-0,793
Chimica, inclusa Farmaceutica	-0,118	-0,475	-0,121	-0,473	-0,117	-0,491
Gomma e plastica	0,162	-0,571	0,139	-0,574	0,117	-0,561
Minerali non-metallici e materiali da costruzioni	0,257	-0,883	0,272	-0,891	0,284	-0,901
Metalli di base, ferrosi e non ferrosi	-0,045	-0,631	-0,148	-0,574	-0,151	-0,535
Prodotti in metallo	0,175	-0,569	0,213	-0,472	0,204	-0,155
Macchine per ufficio	-0,624	-0,056	-0,748	0,041	-0,762	-0,399
Macchine e apparecchiature meccaniche	0,022	-0,591	0,032	-0,608	0,034	-0,598
Macchine elettriche, elettronica di consumo e telecomunicazioni	-0,233	-0,234	-0,226	-0,239	-0,221	-0,238
Mezzi di trasporto (incusa aeronautica e cantieri navali)	-0,328	-0,178	-0,332	-0,154	-0,284	-0,257
Apparecchiature di precisione	-0,160	-0,738	-0,180	-0,768	-0,180	-0,788
Altre manifatturiere	0,056	-0,645	0,062	-0,639	0,063	-0,689

La specializzazione (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 fra 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 despecializzazione mentre, al contrario, un valore compreso fra 0 e 1 indica specializzazione. Un valore dell'indice pari a 0 indica specializzazione neutra.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati OCSE

Tabella 6.19 - Quota percentuale della spesa in ricerca delle imprese (BERD) finanziata dai governi

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Italia	19,3	13,2	11,5	13,4	11,2	16,7	12,9	13,5	13,3	13,3
Germania	10,7	10,0	9,8	9,0	9,0	8,8	9,0	9,2	9,0	-
Francia	19,8	22,3	16,4	15,3	13,0	12,7	13,1	10,6	-	-
Regno Unito	16,7	14,6	13,8	12,4	11,8	11,3	9,9	10,4	11,6	-
Usa	25,6	22,5	20,8	19,4	18,8	17,8	16,3	15,2	13,1	11,8
Giappone	1,3	1,4	1,1	1,4	1,2	1,6	1,1	1,3	2,1	-

Fonte: OCSE

APPENDICE 1
ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA DEGLI
EVENTI 2001-2002

APPENDICE 1 - ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA DEGLI EVENTI 2001-2002

2001

27 ottobre

L'Unione europea stabilisce con la direttiva 2001/77/CE il sostegno e la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (FER).

<http://europa.eu.int/scadplus/printversion/it/lvb/l27035.htm>

9 novembre

Si conclude a Marrakech la 7^a sessione della Conferenza delle Parti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico (COP7) con un accordo di massima per la ratifica del Protocollo di Kyoto, con l'approvazione di regole per l'attuazione degli schemi di flessibilità e per il finanziamento di progetti per i Paesi meno sviluppati.

<http://unfccc.int/cop7/>

14 novembre

L'OPEC annuncia l'intenzione di tagliare dal 1° gennaio 2002 la produzione di petrolio di 1,5 milioni di barili al giorno.

26 novembre

Parte il collocamento in Borsa di SNAM Rete Gas.

20 dicembre

Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, la Fiat e l'Unione Petrolifera sottoscrivono un accordo di programma per incentivare la metanizzazione del trasporto urbano. L'accordo, che interessa 21 aree urbane, prevede un impegno finanziario in quattro anni di 537 milioni di euro.

http://www.reteambiente.it/ra/sovvenzioni/3387_AccProgMinAmbFiat_comp.htm

L'Unione europea adotta un pacchetto di misure che, attraverso l'indicazione di progetti infrastrutturali prioritari, intende dar vita ad un mercato unico dell'energia garantendo, nel contempo, la sicurezza degli approvvigionamenti. Per il settore elettrico, sette sono le aree critiche di frontiera individuate dove potenziare la capacità di interconnessione, mentre cinque sono i progetti più urgenti per il settore del gas.

http://europa.eu.int/eur-lex/it/com/pdf/2001/com2001_0775it01.pdf

21 dicembre

Presentazione del Rapporto Energia e Ambiente 2001 dell'ENEA.

<http://www.enea.it/com/web/pubblicazioni/rea2001.html>

27 dicembre

Viene pubblicata sulla G.U. la legge 21 dicembre 2001, n. 443 recante "Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ed altri interventi per il rilancio delle attività produttive".

È la cosiddetta "legge obiettivo" che comprende, tra l'altro, lo sviluppo delle attività *upstream*, la realizzazione di nuovi elettrodotti, il potenziamento della rete di gasdotti e della capacità di stoccaggio del gas e di nuovi terminali di rigassificazione del GNL.

<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/01443l.htm>

2002

9 gennaio

Il Ministro statunitense dell'energia annuncia la chiusura del programma “*Partnership for a new generation of vehicles*” per la produzione di massa entro il 2004 di veicoli a bassissimo consumo di benzina (80 miglia a gallone) e la sostituzione di quest'ultimo con un nuovo programma denominato “*Freedom car*”, che pone particolare enfasi allo sviluppo delle celle a combustibile per autotrazione.

www.energy.gov/HQPress/releases02/janpr/pr02001.htm

11 gennaio

Il Ministro dell'Ambiente presenta il documento “Strategie d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile” elaborato in collaborazione con l'Enea in vista della conferenza mondiale di Joannesburg.

http://www.minambiente.it/SVS/svs/strategia_ambientale.htm

15 febbraio

Il Ministro delle Attività Produttive consegna al Commissario europeo dell'energia il documento contenente le risposte del Governo italiano al Libro verde sulla sicurezza energetica. Il documento è il frutto di una serie di giornate tematiche organizzate dal Ministero nel corso del 2001.

20 febbraio

La Camera approva in via definitiva la “Legge Comunitaria 2001” che, all'art. 41, affida al Governo la delega per il recepimento della cosiddetta direttiva IPPC sulla prevenzione e la riduzione integrata dell'inquinamento e all'art 43 la delega per il recepimento della direttiva 2001/77/CE per la promozione nel mercato interno dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/02039l.htm>

28 febbraio

Il GRTN, in base ai criteri previsti dal Decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, che tra l'altro introduceva anche i certificati verdi, qualifica come alimentati da fonti rinnovabili (IAFR) 154 impianti, di cui 121 già in esercizio, per una potenza complessiva di circa 1.380 MW (298 già in esercizio).

15 marzo

Il Parlamento belga approva un disegno di legge che prevede, tra il 2015 e il 2025, la chiusura di tutte le centrali nucleari del Paese (7 per dieci milioni di abitanti).

16 marzo

Al vertice di Barcellona i *leader* europei decidono l'apertura entro il 2004 dei mercati del gas e della elettricità limitandola, però, ai soli consumatori non domestici.

Altri obiettivi qualificanti sono la separazione della trasmissione e distribuzione dalla produzione e dall'approvvigionamento, la decisione di predisporre una direttiva per l'armonizzazione entro quest'anno della carbon tax e il miglioramento delle reti di interconnessione.

http://europa.eu.int/italia/uploads/texte_it.pdf

3 aprile

Viene approvata la cosiddetta legge “sblocca centrali”, ovvero la conversione in legge del Decreto Legge 7 febbraio 2002, n. 7 recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/020551.htm>

9 aprile

“Energia Intelligente per l’Europa” è il programma di nuove azioni per il settore dell’energia messo a punto dalla Commissione europea. Il programma, con un bilancio di 215 milioni di euro, porta avanti la strategia descritta dal Libro Verde sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici puntando sul risparmio energetico e sulla promozione dell’uso delle energie rinnovabili.

http://www.europa.eu.int/comm/energy/intelligent/index_en.html

18 aprile

La Commissione Attività produttive della Camera approva il documento conclusivo dell’indagine conoscitiva sulla situazione e le prospettive del settore dell’energia. Il documento che tiene conto degli emendamenti presentati e poi ritirati per il decreto “sblocca centrali”, rilancia, tra l’altro, il carbone, chiede la realizzazione in tempi brevi di un altro terminal per il GNL e propone una riflessione sul nucleare.

http://www.camera.it/_dati/leg14/lavori/bollet/200204/0418/html/10/allegato.htm#108n1

23 aprile

L’ANPA presenta il numero zero dell’Annuario dei dati ambientali. L’Annuario avrà il compito di fornire i dati relativi all’Italia elaborati secondo gli *standard* fissati dall’Unione europea.

<http://www.sinanet.anpa.it/documentazione/Annuario2001/indice.htm>

26 aprile

Entra in vigore in Germania la legge che prevede la chiusura programmata delle 19 centrali nucleari esistenti e il divieto di costruirne delle nuove. In Germania il nucleare contribuisce per il 30% alla produzione di energia elettrica.

<http://www.bmu.de/english/fset1024.php>

3 maggio

Si svolge a Detroit il Summit dei Ministri dell’energia del G8. Nel documento finale si ribadisce la necessità di sviluppare un dialogo costante tra i paesi consumatori e i paesi produttori di energia, di promuovere la ricerca e lo sviluppo delle tecnologie energetiche, di migliorare l’efficienza nella produzione e negli impieghi. Viene, infine, riaffermata l’importanza del mercato, del libero commercio e dell’utilizzo delle fonti rinnovabili secondo le indicazioni emerse nel corso del Vertice del G8 Economia di Genova.

<http://www.g8.gc.ca/docs/jointstatementg8-e.asp>

15 maggio

Si conclude, con la approvazione di un documento finale, l’indagine conoscitiva sull’inquinamento atmosferico nelle aree urbane avviata a febbraio dalla Commissione Ambiente del Senato.

<http://www.senato.it/att/resocon/home.htm>

24 maggio

Nel corso della visita ufficiale del Presidente Bush in Russia, i Presidenti degli Stati Uniti e della Federazione russa firmano un accordo politico militare di portata storica che prevede, tra l’altro, la

collaborazione in campo energetico con l'estensione delle forniture di petrolio russo agli USA e l'impegno americano ad effettuare consistenti investimenti nell'industria estrattiva russa.

Il Parlamento finlandese approva la costruzione di un nuovo impianto nucleare commerciale. È la prima autorizzazione concessa da dieci anni a questa parte in un Paese europeo.

Il Ministro dell'Economia e delle Finanze presenta la "Relazione generale sulla situazione economica del paese 2001". Ampio spazio viene dato (Vol. II°) alle problematiche dell'energia.

<http://www.tesoro.it/web/Documentazione.asp>

29 maggio

Il Parlamento europeo adotta la relazione relativa alla proposta della Commissione Europea per il Sesto Programma Quadro per l'energia nucleare (A5-0209/2002). Pur mantenendo l'impostazione originale, gli emendamenti presentati sostengono la necessità di trovare un sito europeo per il progetto Iter, la riduzione graduale delle strutture Jet e la focalizzazione della ricerca sulla definizione dei rifiuti nucleari e sul loro stoccaggio.

http://www.europarl.eu.int/plenary/default_it.htm#reports

30 maggio

Il Parlamento italiano approva la ratifica e l'esecuzione del Protocollo di Kyoto.

<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/021201.htm>

Viene presentato dall'Agenzia europea dell'ambiente il rapporto "Energy and environment in the European Union". Scopo dichiarato del rapporto, oltre al naturale sostegno al Sesto piano europeo di azione ambientale, è quello di fornire ai decisori politici le informazioni necessarie alla elaborazione di politiche ambientali strettamente integrate a quelle energetiche.

http://reports.eea.eu.int/environmental_issue_report_2002_31/en

31 maggio

I Paesi membri dell'Unione europea ratificano formalmente presso le Nazioni Unite di New York il Protocollo di Kyoto. Nel corso della cerimonia il Rappresentante di ognuno dei paesi dell'Unione consegna personalmente il documento di adesione del proprio paese.

<http://unfccc.int/resource/kpstats.pdf>

<http://europa-eu-un.org/article.asp?id=1421>

Viene presentato a Roma il "Rapporto 2001 sullo stato di attuazione del patto per l'energia e l'ambiente" predisposto dall'Enea per il Cnel. "Incontrare Joannesburg 2002" è il titolo del rapporto, giunto alla terza edizione, che si pone come strumento per la definizione delle politiche e delle misure in discussione al prossimo summit ONU in Sudafrica.

<http://www.enea.it/com/web/pubblicazioni/Johannesburg.pdf>

Edipower, la società creata da Edison, AEM Milano, AEM Torino e Atel, conclude l'acquisizione di Eurogen, la più grande delle tre società di produzione di energia elettrica messe in vendita dall'ENEL.

3 giugno

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas annuncia l'attivazione da parte di SNAM Rete Gas di una bacheca elettronica che consente agli attuali utenti del sistema di trasporto e ad eventuali nuovi operatori di effettuare operazioni di acquisto e cessione di capacità di trasporto di gas.

7 giugno

L'ENEA, in collaborazione con il CEA, il CERN e l'Ansaldo, presenta il sistema ADS (Accelerator Driven System) per il trattamento dei rifiuti radioattivi. Il sistema verrà realizzato utilizzando il reattore TRIGA dell'ENEA e consentirà l'acquisizione di informazioni fondamentali per il trattamento dei rifiuti radioattivi di vita medio-lunga.

<http://www.enea.it/com/ADS>

8 giugno

In applicazione della Finanziaria 2001 (art. 6, comma 15, della legge n. 388/00) debuttano con la prossima dichiarazione dei redditi le deduzioni verdi a favore delle piccole e medie imprese per costi sostenuti, con esclusione di quelli dovuti per obblighi di legge, per prevenire, ridurre e riparare danni causati all'ambiente.

<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/00388l.htm>

14 giugno

La Germania si conferma come il maggior mercato europeo dell'energia solare con un giro d'affari di un miliardo di euro. Nel 2001 sono stati installati collettori termici per una superficie complessiva di circa 900.000 m² (+45% rispetto all'anno precedente).

<http://wire0.ises.org/wire/Publications/PressKit.nsf/>

20 giugno

Firmata l'intesa inter-istituzionale tra Governo, Regioni e Comuni per l'esercizio degli obblighi e delle funzioni di rispettiva competenza, a seguito dell'attuazione del nuovo Titolo V della Costituzione.

http://www.interno.it/legislazione/pages/l_000000414.htm

26 giugno

La Commissione europea presenta la relazione conclusiva sul dibattito che si è svolto attorno al Libro Verde sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici. Il dibattito, durato 15 mesi, si è valso di 236 contributi ufficiali e ha prodotto 300 conferenze e 30.000 contatti Internet.

http://europa.eu.int/comm/energy_transport/livrevert/final/report_it.pdf

4 luglio

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas presenta la Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta prestando particolare attenzione al tema della sicurezza degli approvvigionamenti e alla credibilità e alla trasparenza delle transazioni economiche, che costituiscono ostacoli reali per l'Unione europea e per l'Italia nel processo di liberalizzazione e di creazione di un mercato unico dell'energia.

http://www.autorita.energia.it/relaz_ann/index.htm

Il Parlamento europeo adotta la relazione del deputato Ayuso y Gonzales relativa allo schema di una Direttiva della Commissione sulla promozione dei biocarburanti (A5-0244/2002). La relazione prevede misure atte ad incrementare entro il 2005 il consumo dei biocarburanti al 2% del totale, fino a raggiungere il 5,75% entro il 2010.

<http://www2.euoparl.eu.int/>

9 luglio

Il Senato degli Stati Uniti approva il progetto dell'amministrazione Bush della scelta di Yucca Mountain in Nevada quale sito federale per lo stoccaggio dei rifiuti nucleari civili e militari. Giunge

così alla conclusione legislativa un problema protrattosi per quasi venticinque anni per la tenace opposizione delle popolazioni e delle amministrazioni locali.

Viene inaugurato il cavo di interconnessione elettrica tra l'Italia e la Grecia.

31 luglio

Enel, GreenPower e Conphoebus, le società dell'Enel per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, siglano un protocollo d'intesa con Assopetroli, l'associazione di categoria che rappresenta circa 1000 società, per la fornitura di prodotti e servizi energetici tanto agli impianti di proprietà di Assopetroli quanto ai clienti serviti.

2 agosto

Approvata dal Cipe la "Strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile 2002-2010", che individua per il prossimo decennio i principali obiettivi ed azioni in quattro aree prioritarie: clima; natura e biodiversità; qualità dell'ambiente e della vita negli ambienti urbani; uso sostenibile e gestione delle risorse naturali e dei rifiuti.

http://www.minambiente.it/SVS/svs/strategia_ambientale.htm

Il Consiglio dei Ministri spagnolo approva le modifiche di legge che prevedono consistenti incentivi per la produzione di energia elettrica mediante grandi centrali solari termiche a concentrazione.

<http://www.solarpaces.org/news.htm>

7 agosto

Edison stipula una convenzione con APER (l'Associazione dei produttori di energia da fonti rinnovabili) finalizzata alla commercializzazione sul mercato libero dell'energia elettrica prodotta dagli impianti degli oltre 200 associati, che sino ad oggi veniva ceduta al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

<http://www.aper.it/sito/main.asp>

8 agosto

Viene presentato dal Ministro dell'Ambiente il ddl che assegna al Governo la delega per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale e misure di diretta applicazione. Tra questi, il riordino degli incentivi e disincentivi finanziari o fiscali per l'adozione delle migliori tecnologie disponibili per favorire la compatibilità ambientale, la necessità di adottare misure che assicurino la tempestività e l'efficacia dei controlli e del monitoraggio ambientale e il coordinamento e l'integrazione della disciplina del sistema sanzionatorio.

http://www.senato.it/att/ddl/f_guidata.htm

Comincia ad assumere una sua rilevanza il mercato dell'energia elettrica "pulita" prodotta da fonti rinnovabili, come si ricava dalla comunicazione da parte del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) sui quantitativi di domanda e di offerta e sul prezzo per kilowatt.

Per il momento l'offerta di energia pulita supera la domanda (5,5 TWh prodotti contro i 3,3 richiesti). L'offerta è dovuta in massima parte ai "certificati verdi" a disposizione del GRTN (pari a 4,3 TWh), mentre soltanto 1,2 TWh sono prodotti da impianti di tipo Cip6 (in funzione dal 1 aprile del '99) o da impianti privati che hanno ottenuto la qualifica di "impianto alimentato da fonti rinnovabili" (IAFR).

http://www.grtn.it/biblioteca/documenti/3045_TERZA_INFORMATIVA_CV.PDF

30 agosto

Il Consiglio dei Ministri congela fino al prossimo novembre le tariffe dei servizi pubblici regolati dalle Autorità.

4 settembre

Si conclude a Johannesburg il Vertice mondiale sullo sviluppo sostenibile organizzato dalle Nazioni Unite con la partecipazione di Capi di Stato e di Governo, rappresentanti delle Organizzazioni non governative, del settore privato e di altri gruppi di interesse. Due i documenti scaturiti da Johannesburg: il Piano d'azione e la Dichiarazione politica, cui si aggiungono le iniziative di partnership con 562 progetti di cooperazione.

http://www.minambiente.it/SVS/svs/svs_vertice.htm

9 settembre

British Energy, società privata che fornisce il 20% di energia elettrica del Regno Unito, è costretta a ricorrere all'aiuto finanziario pubblico, sotto forma di un prestito di 410 milioni di sterline, per evitare lo stato di insolvenza.

12 settembre

Il Consiglio di Amministrazione dell'Enel approva le principali linee guida per il piano strategico e industriale che prevedono un riesame delle diversificazioni fin qui effettuate e una rifocalizzazione sul *core business* dell'energia .

http://www.enel.it/salastampa/ss_comunicati.asp

13 settembre

Viene diramato il ddl Marzano che propone un complessivo riordino e una riforma del settore dell'energia alla luce, anche, degli orientamenti emersi nel documento finale dell'indagine conoscitiva della Commissione Attività produttive della Camera e delle proposte di modifica presentate dalla Conferenza dei Presidenti delle regioni e delle province autonome.

<http://www.e-gazette.it/approfondimenti/ap265.htm>

20 settembre

Il Ministero delle Attività Produttive comunica l'elenco dei 56 progetti di nuove centrali elettriche che hanno già passato i primi controlli da parte degli Enti Locali e per i quali è già stata presentata la documentazione di Valutazione di Impatto Ambientale.

Per i nuovi impianti, con una capacità produttiva complessiva di 37.571 MW, si prevede un investimento di circa 15 miliardi di euro.

http://www.minindustria.it/pdf_upload/documenti/phpKlxxgv.pdf

21 settembre

Si apre ad Osaka l'ottavo International Energy Forum (IEF) che quest'anno riunisce i ministri di 34 paesi, i rappresentanti di altri 31 Paesi e 13 organizzazioni internazionali, con lo scopo di rilanciare il dialogo tra produttori e consumatori.

Il vertice si apre con la decisione dell'Opec di mantenere invariato il tetto produttivo in vigore dal 1° gennaio e di rifiutare, quindi, un aumento della produzione al fine di calmierare il mercato.

Nel corso del Forum viene anche presentato il World Energy Outlook 2002 dell'International Energy Agency che dipinge lo scenario di un mondo sempre più inquinato e vulnerabile caratterizzato da una forte crescita della domanda di energia nei prossimi 30 anni.

<http://www.mofa.go.jp/policy/energy/forum0209.html>

22 settembre

Gli svizzeri bocciarono con un referendum la legge predisposta dal Governo per l'apertura alla concorrenza del mercato interno dell'energia elettrica.

25 settembre

Con la fusione per incorporazione di Assoelettrica, dopo 50 anni Unapace (Unione nazionale aziende produttrici e consumatrici di energia elettrica) diventa Associazione nazionale delle imprese elettriche.

27 settembre

Il Ministero dell'Ambiente a Marrakech un accordo con le Agenzie energetiche di Marocco, Algeria, Tunisia ed Egitto, per avviare la promozione dell'energia rinnovabile nel Mediterraneo. Il progetto, presentato dall'Italia al Vertice mondiale sullo sviluppo sostenibile, sarà finanziato dal Ministero con tre milioni di euro.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2002/02_09_27.asp

Viene presentato a Milano il rapporto "L'industria italiana di tecnologie per le fonti rinnovabili: posizionamento tecnologico e di mercato, prospettive di politiche di incentivazione mirate" prodotto da Iefe, Ambiente Italia e Kyoto Club per conto del Ministero dell'Ambiente.

<http://www.kyotoclub.it/attivita.htm>

7 ottobre

Si apre a Roma, con il patrocinio della Commissione europea e del Ministero dell'Ambiente, la mostra-conferenza internazionale "Il Fotovoltaico in Europa – La tecnologia fotovoltaica come fonte di energia", il maggiore evento del settore a livello europeo nel corso del 2002.

http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/iar/FontiRinnovabili/eventi/fotovoltaico_10_02.asp

È operativa l'Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici (APAT), nella quale confluiscono l'Agenzia nazionale per la protezione dell'ambiente (ANPA) e i Servizi tecnici nazionali, in particolare il Servizio geologico e il Servizio mareografico e Idrografico. Essa svolgerà i compiti e le attività tecnico-scientifiche di interesse nazionale per la protezione dell'ambiente, la tutela delle risorse idriche e la difesa del suolo.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2002/02_10_07.asp

8 ottobre

Il Parlamento russo vara un disegno di legge di riforma del mercato dell'energia elettrica che prevede la separazione della produzione dalla distribuzione e la cessazione del diritto di monopolio al gruppo Rao-Ues. Lo Stato continuerà a mantenere il controllo delle reti elettriche, mentre le quote pubbliche delle società operatrici del sistema non potranno essere inferiori al 52% del capitale. La liberalizzazione del mercato elettrico è una condizione indispensabile per l'adesione della Russia al WTO.

9 ottobre

Viene presentato dal Ministro per l'Ambiente il "Piano nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra". Il Piano, che è stato trasmesso al Cipe, è lo strumento che permetterà all'Italia di rispettare gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra del 6,5% entro il 2008-2012, come prevede il protocollo di Kyoto.

http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/pia/docs/delibera_CIPE.pdf

10 ottobre

Il Presidente della Commissione europea, il Commissario dell'energia e trasporti ed il Commissario della ricerca presentano il Gruppo strategico e di indirizzo ad alto livello (HLG) sull'idrogeno e sulle celle a combustibile. Fanno parte di questo Gruppo decisori politici e i più qualificati rappresentanti delle maggiori aziende europee del settore energetico e dei trasporti, dei servizi pubblici, degli istituti di ricerca, con il compito di definire le strategie e le priorità a livello europeo per la promozione, la diffusione e l'utilizzo dell'idrogeno e delle celle a combustibile. L'Italia sarà rappresentata dal prof. Carlo Rubbia

http://europa.eu.int/comm/energy_transport/mm_dg/newsletter/nl022-2002-10-11_en.html#book20

16 ottobre

La Commissione europea decide di aprire un procedimento di infrazione alle normative di libera circolazione dei capitali contro Italia e Spagna per il congelamento delle quote Edf in Italennergia e Hidrocantabrico deciso dai governi di questi Paesi.

18 ottobre

Viene siglato un protocollo di intesa tra il Ministero dell'Ambiente e la Regione Emilia-Romagna per un accordo di programma quadriennale sulla riduzione dei gas serra e sul miglioramento della qualità dell'aria nelle aree urbane. con un impegno congiunto di 951 milioni di euro.

<http://www.regione.emilia-romagna.it/wcm/NotizieUfficioStampa/2002/ott/smog.htm>

22 ottobre

Il Parlamento europeo approva la relazione (A5-0319/2002) sulla comunicazione della Commissione sui carburanti alternativi per il trasporto stradale e una serie di misure per la promozione dell'uso dei biocarburanti.

<http://www.europarl.eu.int/plenary/reports>

23 ottobre

Si apre a New Delhi, con l'annuncio che il Protocollo di Kyoto entrerà in vigore nei primi mesi del 2003, l'ottava sessione della Conferenza delle parti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sul cambiamento climatico (COP8), che vede la partecipazione di 185 Stati membri, con l'obiettivo di allargare il numero delle azioni a disposizione dei Governi e della società civile per affrontare il cambiamento climatico.

<http://unfccc.int/cop8/index.html>

29 ottobre

La Commissione europea lancia la creazione della rete di grandi organizzazioni "Net.Excel" per la gestione dei rifiuti radioattivi in Europa, con l'obiettivo di migliorare la cooperazione nel campo della ricerca sullo stoccaggio definitivo delle scorie radioattive. Sette Stati membri dell'Ue (Belgio, Germania, Spagna, Francia, Finlandia, Svezia e Regno Unito) più la Svizzera parteciperanno alla rete. In seguito, la rete Net.Excel sarà allargata ad altri *partner* internazionali.

<http://www.cec.org.uk/press/we/we02/we0236.htm>

APPENDICE 2
ATTUAZIONE DEL MERCATO INTERNO
DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

APPENDICE 2 - ATTUAZIONE DEL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

2.1 Provvedimenti attuativi relativi al D.Lgs. 79/1999

Con la pubblicazione del D.Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999, cosiddetto decreto Bersani, è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 96/92/CE che ha avviato la 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 sono riportati nella tabella seguente con l'indicazione dell'Autorità delegata, gli estremi del provvedimento emanato, nonché altri provvedimenti connessi emanati da altre Autorità pubbliche:

TABELLA - PROVVEDIMENTI ATTUATIVI RELATIVI AL D.LGS. 79/1999

Riferimenti al D.Lgs. 79/1999	Provvedimento atteso	Autorità delegata	Provvedimenti emanati
Art. 1, c. 2	Indirizzi per la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale	MAP	Indirizzi in parte contenuti nei seguenti provvedimenti: DM 21 gennaio 2000 (GU n. 21 del 27-01-2000). Assunzione della titolarità e delle funzioni da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. DM 7 agosto 2000 (GU n. 214 del 13-09-2000). Ulteriori direttive per la società Gestore della rete di trasmissione nazionale.
Art. 1, c. 3	Provvedimenti per l'assunzione di responsabilità da parte del gestore della rete di trasmissione nazionale, dell'acquirente unico e del gestore del mercato	MAP	Direttiva 21 gennaio 2000 (GU n. 21 del 27-01-2000). Direttive per la società Gestore della rete di trasmissione nazionale.
Art. 1, c. 4	Modalità per separazione contabile ed amministrativa	AEEG	Deliberazione 11 maggio 1999, n. 61/99 (GU n. 164 del 15-7-1999). Direttiva per le separazioni contabile e amministrativa per i soggetti giuridici che operano nel settore dell'energia elettrica e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione. NB: Modificata da: Deliberazione 3 agosto 2000, n. 145/2000 (GU n. 213 del 12-9-2000); Deliberazione 28 dicembre 2000, n. 246/2000 (GU 25-1-2001, n. 20); Deliberazione 5 giugno 2001, n. 122/2001 (GU n. 154 del 5-7-2001); Deliberazione 21 dicembre 2001, n. 310/2001 (s.o. n. 71 alla GU n. 84 del 10-4-2002).
Art. 3, c. 2 e c. 4	Indirizzi per le attività del gestore della rete	MAP	DM 21 gennaio 2000 (GU n. 21 del 27-01-2000). Assunzione della titolarità e delle funzioni da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. DM 7 agosto 2000 (GU n. 214 del 13-09-2000). Ulteriori direttive per la società Gestore della rete di 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	AEEG	NB: l'art. 10, comma 7, secondo periodo, della legge 13 maggio 1999, n. 133 (s.o. 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

			<p>rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW.</p> <p>Deliberazione 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> <p>Deliberazione 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:</p> <p>Deliberazione 13 dicembre 2000, n. 223/2000 (GU 20-12-2000, n. 296);</p> <p>Deliberazione 18 settembre 2001, n. n. 202/2001 (GU n. 228 del 1-10-2001);</p> <p>Deliberazione 18 settembre 2001, n. 203/2001 (GU n. 234 del 8-10-2001).</p> <p>Deliberazione 27 dicembre 2001, n. 317/2001 (GU n. 37 del 13-2-2002). Adozione di condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e di direttiva in materia di facoltà di recesso dai contratti di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. NB: Si veda anche:</p> <p>Deliberazione 7 marzo 2002, n. 36/2002 (GU n. 80 del 5-4-2002).</p> <p>Deliberazione 19 marzo 2002, n. 42/2002 (GU n. 79 del 4-4-2002). Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'art. 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.</p> <p>Deliberazione 30 aprile 2002, n. 81/2002 (GU n. 111 del 14-5-2002). Adozione di condizioni transitorie per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.</p>
Art. 3, c. 4	Costituzione società per azione gestore della rete di trasmissione. Conferimenti al gestore della rete di trasmissione.	ENEL S.p.A.	Il 27 aprile 1999 l'ENEL ha costituito la società per azioni Gestione della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN). Mentre il 2 agosto 1999 ha deliberato i relativi conferimenti dei beni, nonché quanto previsto dal presente comma.
Art. 3, c. 4	Conferimenti al gestore della rete di trasmissione. Eventuali ulteriori conferimenti necessari all'attività del gestore e approvazione dei conferimenti stessi.	MAP	Deliberazione 20 ottobre 1999, 157/99 (GU n. 269 del 16-11-1999). Disposizioni provvisorie in materia di finanziamento del gestore della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica. DM 21 gennaio 2000 (GU n. 21 del 27-01-2000). Assunzione della titolarità e delle funzioni da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a.

			Direttiva 21 gennaio 2000 (GU n. 21 del 27-01-2000). Direttive per la società Gestore della rete di trasmissione nazionale.
Art. 3, c. 5	Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento	MAP	DM 17 luglio 2000 (GU 1-8-2000, n. 178). Concessione alla società "Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a." delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale.
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	AEEG	Deliberazione 9 marzo 2000, n. 52/2000 (GU n. 68 del 22-03-2000). Emanazione di direttive al gestore della rete di trasmissione nazionale per l'adozione di regole tecniche. NB: Modifiche ed integrazioni alla presente deliberazione sono contenute in: Deliberazione 3 agosto 2000, n. 138/2000 (GU n. 202 del 30-08-2000); Deliberazione 4 ottobre 2000, n. 183/2000 (GU n. 245 del 19-10-2000); Deliberazione 13 marzo 2001, n. 59/2001 (GU 13-4-2001, n. 87) Deliberazione 1 agosto 2002, n. 155/2002 (GU n. 201 del 28-8-2002). Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Provvedimento 6 novembre 2001 del GRTN (GU n. 289 del 13-12-2001- Suppl. Ordinario n.265). Regole tecniche di connessione ai sensi dell'art. 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
Art. 3, c. 6	Regole per il dispacciamento	GRTN	GRTN 1° marzo 2001. Codice di trasmissione e dispacciamento. Regole tecniche di connessione. Versione V.3, pubblicata sul sito GRTN.it GRTN 13 giugno 2000. Codice di trasmissione e dispacciamento. Versione V.0, pubblicata sul sito del GRTN.it GRTN 9 agosto 2001. Regole di dispacciamento Versione V.I, pubblicata sul sito del GRTN.it
Art. 3, c. 6	Regole tecniche in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse	GRTN	GRTN 16 ottobre 2000. Regole transitorie per l'installazione e l'attivazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica. Rev. 0.0. pubblicata sul sito GRTN.it
Art. 3, c. 6	Autorità verifica la conformità delle regole tecniche adottate dal gestore e si pronuncia sentito il gestore	AEEG	Deliberazione 28 febbraio 2001, n. 39/2001. Approvazione delle regole tecniche adottate dal gestore della rete di trasmissione nazionale.
Art. 3, c. 7	Ambito della rete di trasmissione nazionale	MAP sentiti l'AEEG e soggetti interessati	DM 25 giugno 1999 (S.O. alla GU 30-6-1999, n. 151). Determinazione dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale.
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 convenzioni tipo per disciplinare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete	MAP su proposta dell'AEEG sentita la Conferenza Unificata	DM 22 dicembre 2000 (s.o. alla GU 19-1-2001, n. 15). Approvazione della convenzione tipo. Deliberazione 13 dicembre 2001, n. 304/2001 (GU n. 302 del 31-12-2001). Approvazione dei parametri fi di cui all'art. 16, comma 7, della convenzione tipo tra gestore della rete di trasmissione nazionale e soggetti titolari degli impianti di potenza ed accessori facenti parte della rete di trasmissione nazionale.
Art. 3, c. 10	Determinazione del corrispettivo per gli oneri connessi ai compiti del gestore e disciplina del periodo transitorio	AEEG	Deliberazione 18 febbraio 1999, n. 13/99, (GU 1-3-1999, n. 49). Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete. Deliberazione 20 ottobre 1999, 157/99 (GU n. 269 del 16-11-1999). Disposizioni provvisorie in materia di finanziamento del gestore della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica. NB: Disposizioni integrate con la Deliberazione 29 marzo 2000, n. 63/2000 (GU n. 88 del 14-04-2000). Deliberazione 28 dicembre 2000, n. 241/2000 (s.o. 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. Deliberazione 12 luglio 2000, n. 119/2000 (GU n. 187 del 11-08-2000). Approvazione dello schema di contratto-tipo di vettoriamento di cui all'art. 4, comma 4.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e integrazione e modificazione della medesima deliberazione. Deliberazione 22 marzo 2001, n. 63/2001 (GU 10-4-2001, n. 84). Disposizioni urgenti in materia di contratti di vettoriamento di energia elettrica e modifiche delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e 12 luglio 2000, n. 119/2000. Deliberazione 29 dicembre 1999, n. 204/99 (S.O. n. 235 alla GU n. 306 del 31-12-1999). Regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481. NB: Si veda anche: Deliberazione 27 gennaio 2000, n. 05/2000 (GU 31-1-2000, n. 24); Deliberazione 19 luglio 2000, n. 123/2000 (GU 10-08-2000, n. 186); Deliberazione 25 luglio 2002, n. 145/2002 (GU n. 188 del 12-8-2002).

		<p>Deliberazione 29 dicembre 1999, n. 205/99, (S.O. n. 235 alla GU n. 306 del 31-12-1999). Definizione delle tariffe di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, per l'integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e per la definizione dell'ulteriore componente di ricavo concernente l'energia elettrica prodotta dalle imprese distributrici e destinata ai clienti del mercato vincolato. NB: si veda anche: Deliberazione 27 gennaio 2000, n. 05/2000 (GU 31-1-2000, n. 24); Deliberazione 19 luglio 2000, n. 123/2000 (GU 10-08-2000, n. 186).</p> <p>Deliberazione 18 ottobre 2001, n. 228/2001 (s.o. alla GU 22-12-2001, n. 297). Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica.</p> <p>Deliberazione 27 dicembre 2001, n. 322/2001 (GU 17-1-2002, n. 14). Adozione di disposizioni in materia di opzioni tariffarie per l'anno 2002 relative ai servizi di trasporto dell'energia elettrica su reti con obbligo di connessione di terzi e di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato.</p> <p>Deliberazione 26 marzo 2002, n. 50/2002 (GU n. 84 del 10-4-2002). Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi.</p> <p>Deliberazione 26 giugno 2002, n. 124/2002 (GU n. 162 del 12-7-2002). Modificazione della disciplina avente ad oggetto l'imposizione, l'esazione e la gestione del gettito delle componenti tariffarie A2, A3, A5, A6.</p> <p>Deliberazione 1 agosto 2002, n. 152/2002 AEEG (GU n. 197 del 23-8-2002). Aggiornamento per l'anno 2003 dei corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica e degli importi per il riconoscimento dei recuperi di continuità del servizio e per l'esazione per l'anno 2003 degli importi per il riconoscimento di interventi finalizzati alla promozione dell'efficienza energetica nel settore elettrico.</p> <p>Deliberazione 1 agosto 2002, n. 153/2002 (GU n. 200 del 27-8-2002). Tariffe dell'energia elettrica destinata a clienti domestici in bassa tensione per l'anno 2003.</p> <p>Deliberazione 23 aprile 2002, n. 71/2002 (GU n. 104 del 6-5-2002). Rideterminazione degli oneri conseguenti allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla</p>
--	--	---

			chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti per il triennio 2002 - 2004.
Art. 3, c. 11	Individuazione oneri generali afferenti al sistema elettrico	MAP di concerto con il Min. Tesoro su proposta dell'AEEG	DM 26 gennaio 2000 (GU n. 27 del 03-02-2000). Individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. (NB: il DM 17 aprile 2001 (GU 27-4-2001, n. 97), riporta delle modifiche al decreto 26 gennaio 2000). Deliberazione 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), DM 26 gennaio 2000. Deliberazione 11 luglio 2001, n. 158/2001 dell'AEEG (GU n. 230 del 3-10-2001). Modalità per la presentazione e criteri per la verifica dei progetti di ricerca della società Cesi S.p.a., da ammettere a carico del Fondo, di cui all'art. 11, comma 1, del decreto 26 gennaio 2000 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. NB: Si veda anche: Deliberazione 4 aprile 2002, n. 55/2002 (GU n. 104 del 6-5-2002).
Art. 3, c. 11	Adeguamento del corrispettivo in base alla individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico	AEEG	Deliberazione 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 deliberazione sono stati riportati in: Deliberazione 4 ottobre 2000, n. 180/2000 (GU n. 245 del 19-10-2000); Deliberazione 28 dicembre 2000, n. 244/2000 (s.o. n. 2 alla GU 5-1-2001, n. 4); Deliberazione 20 febbraio 2001, n. 27/2001 (GU 8-3-2001, n. 56); Deliberazione 26 aprile 2001, n. 90/2001 (GU 10-05-2001, n. 107); Deliberazione 27 giugno 2001, n. 146/2001 AEEG (GU n. 155 del 6-7-2001). Deliberazione 20 dicembre 2000, n. 231/2000 (s.o. 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: Deliberazione 20 dicembre 2000, n. 232/2000 (s.o. n. 2 alla GU 5-1-2001, n. 4), per gli anni dal 2001 al 2006. Deliberazione 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. Deliberazione 18 ottobre 2001, n. 228/2001

			<p>(s.o. alla GU 22-12-2001, n. 297). Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica.</p> <p>Deliberazione 1 agosto 2002, n. 152/2002 (GU n. 197 del 23-8-2002). Aggiornamento per l'anno 2003 dei corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica e degli importi per il riconoscimento dei recuperi di continuità del servizio e per l'esazione per l'anno 2003 degli importi per il riconoscimento di interventi finalizzati alla promozione dell'efficienza energetica nel settore elettrico.</p> <p>Deliberazione 1 agosto 2002, n. 153/2002 (GU n. 200 del 27-8-2002). Tariffe dell'energia elettrica destinata a clienti domestici in bassa tensione per l'anno 2003.</p>
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 S.p.a. al gestore della rete	MAP	<p>DM 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 S.p.a. al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a.</p> <p>Deliberazione 13 dicembre 2000, n. 223/2000 (GU 20-12-2000, n. 296). Definizione di procedure concorsuali per la cessione da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. dell'energia elettrica. NB: Successivamente rettificata da: Deliberazione 19 dicembre 2000, n. 229/2000 (GU 29-12-2000, n. 302).</p> <p>Deliberazione 21 dicembre 2001, n. 308/2001 (GU 18-1-2002, n. 15). Definizione di procedure concorsuali per la cessione per l'anno 2002 dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. NB: Si veda anche: Deliberazione 21 gennaio 2002, n. 08/2002 (GU n. 42 del 19-2-2002); Deliberazione 30 gennaio 2002, n. 14/2002 (GU n. 37 del 13-2-2002). Deliberazione 31 gennaio 2002, n. 20/2002 AEEG (GU n. 36 del 12-2-2002). Disposizioni ulteriori in materia di procedure concorsuali per la cessione per l'anno 2002 dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.</p> <p>DM 10 dicembre 2001 (GU n. 291 del 15-12-2001). Aggiornamento delle procedure concorsuali relative alle modalità di cessione dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.</p>
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	AEEG	<p>Deliberazione 20 dicembre 2000, n. 230/2000 (s.o. n. 2 alla GU 5-1-2001, n. 4). Modificazione e integrazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia</p>

			<p>elettrica e il 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. NB: Si veda anche:</p> <p>Deliberazione 5 giugno 2002, n. 103/2002 dell'AEEG (GU n. 145 del 22-6-2002).</p> <p>Deliberazione 28 dicembre 2000, n. 238/2000 (s.o. 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.</p> <p>Deliberazione 18 ottobre 2001, n. 228/2001 dell'AEEG (s.o. alla GU 22-12-2001, n. 297). Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica.</p> <p>Deliberazione 28 gennaio 2002, n. 11/2002 AEEG (GU n. 36 del 12-2-2002). Approvazione di opzioni tariffarie ulteriori per l'anno 2002 relative al servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato con contratti per l'utenza domestica in bassa tensione. NB: Si veda anche:</p> <p>Deliberazione 1 agosto 2002, n. 153/2002 (GU n. 200 del 27-8-2002).</p> <p>Deliberazione 26 giugno 2002, n. 123/2002 (GU n. 161 del 11-7-2002). Aggiornamento per il bimestre luglio-agosto 2002 di componenti e parametri della tariffa elettrica.</p> <p>Deliberazione 1 agosto 2002, n. 152/2002 (GU n. 197 del 23-8-2002). Aggiornamento per l'anno 2003 dei corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica e degli importi per il riconoscimento dei recuperi di continuità del servizio e per l'esazione per l'anno 2003 degli importi per il riconoscimento di interventi finalizzati alla promozione dell'efficienza energetica nel settore elettrico.</p>
Art. 4, c. 1	Costituzione società per azione acquirente unico	GRTN	È stata costituita il 12 novembre 1999 la società Acquirente Unico (AU).
Art. 4, c. 2	Indirizzi per l'acquirente unico	MAP sentiti l'AEEG e il Min. 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 società per azione gestore del mercato	GRTN	È stata costituita il 27 giugno 2000 la società Gestore Mercato Elettrico (GME). NB: L'8 maggio 2001 il GME ha deliberato la disciplina del mercato elettrico.
Art. 5, c. 1	Approvazione della disciplina del mercato predisposta dal gestore del mercato	MAP sentita l'AEEG	DM 9 maggio 2001 (s.o. alla GU 4-6-2001, n. 127). Approvazione della disciplina del mercato elettrico. Deliberazione 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	AEEG	Deliberazione 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 Deliberazione 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 S.p.A. di non meno di 15.000 MW entro il 2002	DPCM su proposta Min. tesoro di concerto Min. Industr.	DPCM 4 agosto 1999 (GU n. 207 del 3-9-1999). Approvazione del piano per le cessioni degli impianti dell'Enel S.p.a., e delle relative modalità di alienazione. DM 25 gennaio 2000 (GU 31-1-2000, n. 24). Modalità di alienazione delle partecipazioni detenute dall'Enel S.p.a. in Eurogen S.p.a., Elettrogen S.p.a. e Interpower S.p.a. NB: Si veda anche: DPCM 8 novembre 2000 (GU n. 262 del 9-11-2000).
Art. 8, c. 3	Regolamenti per disciplinare l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti di produzione dell'energia elettrica o la modifica o il ripotenziamento di impianti esistenti, alimentati da fonti convenzionali	Non specificato	Decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7 (GU n. 84 del 10-4-2002) coordinato con la legge di conversione 9 aprile 2002, n. 55 "Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale". Accordo 5 settembre 2002 (GU n. 220 del 19-9-2002). Accordo tra Governo, regioni, province, comuni e comunità montane per l'esercizio dei compiti e delle funzioni di rispettiva competenza in materia di produzione di energia elettrica.
Art. 9, c. 1	Obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia da inserire nelle concessioni di distribuzione	Min. Ind. di concerto Min. Amb.	DM 24 aprile 2001 (s.o. alla GU 22-5-2001, n. 117). Individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali. NB: A settembre 2001 sono state rilasciate 46 concessioni per 68 Comuni: Si vedano i DM 3-5-2001, 8-5-2001, 18-5-2001, 31-5-2001, pubblicati nel S.O. alla GU 24-7-2001, n. 170.
Art. 9, c. 6	Criteri e i parametri economici per la determinazione del canone annuo da corrispondere agli eventuali proprietari di reti di distribuzione ai quali non sia assegnata la relativa concessione	AEEG	Deliberazione 8 maggio 2002, n. 88/2002 dell'AEEG. Avvio di procedimento per la definizione dei criteri e dei parametri economici per la determinazione del canone annuo da corrispondere ai proprietari di reti di distribuzione elettrica ai quali non sia stata assegnata la relativa concessione, ai sensi dell'articolo 9, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
Art. 10, c. 1	Individuazione delle capacità utilizzate per l'importazione e l'esportazione dell'energia elettrica	Gestore rete di trasmissione	Risultano che siano state fatte comunicazioni al Min. Ind. e all'A.E.E.G. 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	AEEG	Deliberazione 28 ottobre 1999, n. 162/99 (GU n. 264 del 10-11-1999). Disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica. NB: Modificata da: Deliberazione 11 novembre 1999, n. 172/99 (GU n. 268 del 15-

			<p>11-1999).</p> <p>Deliberazione 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. NB: Altre disposizioni sono contenute in: Deliberazione 3 agosto 2000, n. 140/2000 (GU 1-9-2000, n. 204);</p> <p>Deliberazione 6 dicembre 2000, n. 219/2000 (GU 13-12-2000, n. 290).</p> <p>Ulteriori disposizioni, anche urgenti, sono contenute in:</p> <p>Deliberazione 16 dicembre 1999, n. 182/99 (GU n. 297 del 20-12-1999);</p> <p>Deliberazione 27 settembre 2000, n. 174/2000 (GU 30-9-2000, n. 229);</p> <p>Deliberazione 12 ottobre 2000, n. 187/2000 (GU n. 245 del 19-10-2000);</p> <p>Deliberazione 18 ottobre 2000, n. 192/2000 (GU 25-10-2000, n. 250);</p> <p>Deliberazione 14 febbraio 2001, n. 21/2001 (GU 23-2-2001, n. 45).</p> <p>Deliberazione 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 deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1999, n. 162/99.</p> <p>Deliberazione 5 dicembre 2001 n. 301/2001 (GU 10-1-2002, n. 8). Modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2002 in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti, ai sensi dell'art. 10, comma 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e approvazione di intesa tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e la Commission de regulation de l'electricite' per l'allocatione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione tra Italia e Francia.</p> <p>Deliberazione 28 dicembre 2001 n. 327/2001 (GU 17-1-2002, n. 14). Disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica per l'anno 2002 dalla Francia e dalla Svizzera.</p> <p>Deliberazione 1 agosto 2002, n. 151/2002 (GU n. 196 del 22-8-2002). Riconoscimento di diritti di accesso a titolo prioritario alla capacità di trasporto sulla rete elettrica di interconnessione con l'estero, ai sensi dell'art. 10, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, a seguito della realizzazione di nuove infrastrutture di rete.</p>
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	MAP di concerto Minamb	DM 11 novembre 1999 (GU n. 292 del 14-12-1999). Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili. NB: Si veda anche il DM 18 marzo 2002 (GU n. 71 del 25-3-2002), Recante modifiche e integrazioni.

Art. 13, c. 4	Indirizzi per la società per lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse e la chiusura del ciclo del combustibile	MAP	DM 7 maggio 2001 (GU 28-5-2001, n. 122). Indirizzi strategici ed operativi alla Sogin - Società gestione impianti nucleari S.p.a..
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: Min. Tesoro, MAP e l'AEEG	Legge 23 dicembre 1999, n. 488 (s.o. alla GU n. 302 del 27-12-1999). Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2000). Art. 25. 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. NB: Quasi tutte le regioni hanno emanato un proprio provvedimento.
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	MAP 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	MAP sentita l'AEEG	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 a cui attribuire, anche dopo il 2002, la qualifica di clienti idonei per una progressiva ulteriore apertura del mercato	MAP sentita l'AEEG	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	AEEG	Deliberazione 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: Deliberazione 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	MAP	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	Deliberazione 27 settembre 2000, n. 175/2000. Provvedimento di cui all'articolo 15, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Deliberazione 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. Deliberazione 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	MAP 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	AEEG	Risulta che siano stati emanate varie comunicazioni

	in caso di rinuncia degli incentivi		
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 MAP varie comunicazioni
Art. 16, c. 1	Norme di attuazione per il coordinamento tra le norme del decreto ed i vigenti ordinamenti statutari 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	D.Lgs. 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.

(NB: Tabella aggiornata al 15 settembre 2002 ed elaborata su informazioni fornite anche dal Ministero delle attività produttive).

2.2 Provvedimenti attuativi relativi al D.Lgs. 164/2000

Con la pubblicazione del D.Lgs. 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 seguente con l'indicazione dell'Autorità delegata, gli estremi del provvedimento emanato, nonché altri provvedimenti connessi emanati da altre Autorità pubbliche:

TABELLA - PROVVEDIMENTI ATTUATIVI RELATIVI AL D.LGS. 164/2000
Aggiornamento al 1° ottobre 2001

Riferimenti al D.Lgs. 164/2000	Provvedimento atteso	Autorità delegata	Provvedimenti emanati
Art. 3, c.1	Criteri per il rilascio delle autorizzazioni ad importare gas naturale prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione europea	MAP	DM 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	MAP sentita la Conferenza Unificata e l'AEEG	DM 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	MAP	DM 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.

			DM 26 settembre 2001 (GU n. 235 del 9-10-2001). Modalità di determinazione e di erogazione dello stoccaggio strategico, disposizioni per la gestione di eventuali emergenze durante il funzionamento del sistema del gas, e direttive transitorie per assicurare l'avvio della fase di erogazione 2001-2002 degli stoccaggi nazionali di gas.
Art. 12, c. 7	Deliberazione per fissare i criteri e le priorità di accesso del servizio di stoccaggio e per adottare il codice di stoccaggio	AEEG	In attesa della delibera dell'Autorità, si veda DM 9 maggio 2001 (GU n. 128 del 5-6-2001), e il DM 26 settembre 2001. NB: Si veda anche il DM 26 settembre 2001 (GU n. 235 del 9-10-2001).
Art. 12, c. 9	Deliberazione per stabilire i limiti e le norme tecniche per disciplinare il riconoscimento delle capacità di stoccaggio di working gas strategico e di modulazione	MAP	Si veda DM 9 maggio 2001 (GU n. 128 del 5-6-2001) e DM 26 settembre 2001
Art. 13, c. 1	Decreto per stabilire le norme tecniche per l'effettuazione delle operazioni di stoccaggio di gas naturale in giacimenti	MAP	Con il DM 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	Deliberazione per definire il contratto tipo che regoli i rapporti del gestore del servizio di distribuzione	Predisposizione dell'AEEG e approvazione del MAP	Deliberazione 20 dicembre 2000, n. 236/2000 (s.o. 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 deliberazione è stata modificata dalla deliberazione 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	MAP, di concerto con il Minamb e sentita la Conferenza unificata	DM 24 aprile 2001 (s.o. 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. 17	Criteri per l'attività di vendita ai clienti finali	MAP	DM 24 giugno 2002 (GU n. 203 del 30-8-2002). Criteri di rilascio dell'autorizzazione alla vendita ai clienti finali di gas naturale.
Art. 18, c. 5	Proroga di imprese di trasporto o di distribuzione		Deliberazione 11 luglio 2002, n. 130/2002 (GU n. 180 del 2-8-2002). Differimento dell'avvio della misura su base oraria del gas fornito ai clienti finali con consumo annuo superiore ai 200.000 Smc.
Art. 20, c. 2	Deliberazione 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	AEEG	Deliberazione 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. 21	Separazione contabile e societaria per le imprese del gas naturale	AEEG	Deliberazione 21 dicembre 2001, n. 311/2001 (s.o. n. 71 alla GU n. 84 del 10-4-2002). Direttiva per le separazioni contabile e amministrativa per i soggetti giuridici che operano nel settore del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione.
Art. 23, c. 2	Determina le tariffe per la vendita ai clienti non idonei in modo da realizzare una adeguata ripartizione dei benefici tra clienti ed imprese e da assicurare a queste ultime una congrua remunerazione del capitale investito.	AEEG	<p>Deliberazione 28 dicembre 2000, n. 237/2000 (s.o. 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 deliberazione è stata rettificata dalla Deliberazione 24 gennaio 2001, n. 4/2001 (GU 12-2-2001, n. 35), dalla Deliberazione 14 febbraio 2001, n. 25/2001 (GU 23-2-2001, n. 45), dalla Deliberazione 21 giugno 2001, n. 134/2001 (GU 12-7-2001, n. 160), dalla Deliberazione 26 giugno 2002, n. 122/2002 (GU n. 167 del 18-7-2002).</p> <p>Deliberazione 17 dicembre 2001, n. 306/2001 (GU 16-1-2002, n. 13). Assegnazione in via transitoria alla Cassa conguaglio per il settore elettrico della gestione del fondo, di cui all'art. 5 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2000, n. 237/2000.</p> <p>Deliberazione 27 febbraio 2002, n. 26/2002 (GU n. 77 del 2-4-2002). Criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale.</p> <p>Deliberazione 26 marzo 2002, n. 49/2002 (GU n. 83 del 9-4-2002). Determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale, relative all'anno termico 2002-2003 per la società Stogit S.p.a., in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 febbraio 2002, n. 26/02.</p> <p>Deliberazione 18 aprile 2002, n. 64/2002 (GU n. 116 del 20-5-2002). Riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese di distribuzione del gas per gli interventi per la promozione della sicurezza di impianti dei clienti finali.</p> <p>Deliberazione 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 Gnl. NB: Si veda anche:</p> <p>Deliberazione 7 settembre 2001, n. 193/2001 (GU n. 217 del 18-09-2001);</p> <p>Deliberazione 2 luglio 2002, n. 127/2002</p>

			(GU n. 176 del 29-7-2002); Deliberazione 2 luglio 2002, n. 128/2002 (GU n. 176 del 29-7-2002).
Art. 22, c. 3	Attribuzione qualifica di cliente idoneo	AEEG	Deliberazione 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 per l'energia elettrica e il gas. Deliberazione 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. 24, c. 5	Deliberazione 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 deliberazione le imprese stabiliscono il codice di rete.	AEEG	Deliberazione 17 luglio 2002, n. 137/2002 (GU n. 190 del 14-8-2002). Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto del gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete.
Art. 25, c. 1	Procedure di verifica in caso di rifiuto di accesso per mancanza di capacità, di connessione o per obblighi di servizio pubblico.	AEEG	Deliberazione 15 maggio 2002, n. 91/2002 (GU n. 125 del 30-5-2002). Disciplina dell'accesso di cui all'art. 25, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164/00, nel caso di realizzazione di nuovi terminali di gas naturale liquefatto e di loro potenziamento.
Art. 28, c. 2	Specifici indirizzi con la finalità di salvaguardare la continuità e la sicurezza degli approvvigionamenti, il funzionamento coordinato del sistema degli stoccaggi, e di ridurre la vulnerabilità del sistema nazionale del gas	MAP	DM 26 settembre 2001 (GU n. 235 del 9-10-2001). Modalità di determinazione e di erogazione dello stoccaggio strategico, disposizioni per la gestione di eventuali emergenze durante il funzionamento del sistema del gas, e direttive transitorie per assicurare l'avvio della fase di erogazione 2001 - 2002 degli stoccaggi nazionali di gas.
Art. 29	Criteri obiettivi e non discriminatori in base ai quali avviene il rilascio delle autorizzazioni ad effettuare attività di vendita di gas naturale sull'intero territorio nazionale	MAP	DM 24 giugno 2002 (GU n. 203 del 30-8-2002). Criteri di rilascio dell'autorizzazione alla vendita ai clienti finali di gas naturale.
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.	MAP	Si veda DM 9 maggio 2001 (GU n. 128 del 5-6-2001) e DM 26 settembre 2001.

(NB: Tabella elaborata su informazioni fornite anche dal Ministero delle attività produttive)

GLOSSARIO

- **AEA** - Agenzia Europea dell’Ambiente (anche EEA)
- **AEEG** - Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas
- **AFBC** - Atmospheric Fluid Bed Combustion. Impianto a letto fluido atmosferico
- **AGCM** - Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (Antitrust)
- **AGENDA 21** - 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
- **AGENDA 21 LOCALE**- Programma che definisce gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle comunità locali attraverso la partecipazione dei diversi soggetti di un determinato territorio
- **AIE** - Agenzia Internazionale dell’Energia (anche IEA)
- **AISCAT**- Associazione Italiana Società Concessionarie Autostrade e Trafori
- **ANPA** - Agenzia Nazionale per la Protezione dell’Ambiente (in seguito APAT)
- **APAT** - Agenzia per la Protezione dell’Ambiente e per i Servizi Tecnici (già ANPA)
- **ARPA** - Agenzia regionale per la protezione dell’ambiente
- **ATECO** - Attività Economica. Classificazione statistica delle Attività Economiche
- **BCE** - Banca Centrale Europea
- **BEN** - Bilancio energetico nazionale
- **BER** - Bilancio energetico regionale
- **BERD** - Business Expenditure Research & Development. Spesa del settore imprenditoriale per la R&S.
- **CAPACITY PAYMENT** - Remunerazione della capacità. Meccanismo che consente di mantenere in servizio, nei limiti delle esigenze di sicurezza del sistema e mediante la remunerazione della capacità messa a disposizione, anche gli impianti destinati ad un funzionamento molto limitato
- **CARBON TAX** - Tassa definita sulla base del contenuto di carbonio del bene tassato e finalizzata a far ricadere sull’inquinatore i danni ambientali causati dal carbonio
- **CCSE** - Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico
- **CDM** - Clean Development Mechanism. Si tratta del “meccanismo di sviluppo pulito”, uno dei tre schemi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto
- **CDR** - Combustibile Derivato da Rifiuti
- **CEN** - Comité Européen de Normalisation - Comitato Europeo di Normazione. Vi aderiscono gli enti di normazione dei Paesi membri della UE
- **CERN** - Organisation Européenne pour la Recherche Nucléaire
- **CERTIFICATO VERDE** - Titolo annuale, oggetto di contrattazione nell’ambito della Borsa dell’Energia, che il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) attribuisce all’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, in impianti entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999
- **CESI** - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano
- **CHP** - Combined Heat and Power. (Vedi Cogenerazione)
- **CIF** - Cost Insurance Freight - Costo, Assicurazione e Nolo. il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di assicurazione e il nolo fino alla destinazione convenuta, escluse le spese di imbarco
- **CIP 6** - La delibera adottata il 29 aprile 1992 dal Comitato Interministeriale Prezzi in attuazione della Legge n. 9 del 9 gennaio 1991, e successive modificazioni ed integrazioni, che fissa condizioni, prezzi ed incentivi per la cessione dell’elettricità prodotta da fonti rinnovabili e assimilate

- **CIPE** - Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica. Organismo competente, in via generale, su materie di rilevante valenza intersettoriale e su interventi con prospettive di medio-lungo termine, ovvero con significative implicazioni economico finanziarie. Esamina, inoltre, su proposta del Ministro competente, le questioni meritevoli di valutazione collegiale
- **CIS** - Commonwealth of Independent States (anche CSI)
- **CIVR** - Comitato di Indirizzo per la Valutazione della Ricerca. Istituito dal MIUR per la valutazione della ricerca non universitaria
- **CNR** - Consiglio Nazionale delle Ricerche
- **CO** - Monossido di Carbonio
- **CO₂** - Anidride Carbonica o Biossido di Carbonio
- **COGENERAZIONE** - La produzione combinata di energia elettrica e calore in uno stesso impianto alle condizioni definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che garantiscono un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate
- **COP** - 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 / UN-FCCC)
- **CORE INFLATION** - (Vedi Inflazione Core)
- **COV** - Composti organici volatili
- **COVNM** - Composti organici volatili diversi dal metano
- **CPL** - Concentratori parabolici lineari. Sistemi solari termici di potenza
- **CPP** - Concentratori Parabolici Puntuali. Sistemi solari termici di potenza
- **CREDITO STAND-BY** - Credito, accordato su base non garantita, a cui una Banca Centrale può ricorrere con brevissimo termine di preavviso
- **CSI** - Confederazione degli Stati Indipendenti. Nata dopo la dissoluzione dell'Unione Sovietica. Ne fanno parte 12 membri, gli stessi della ex Unione Sovietica (FSU), con l'eccezione delle tre repubbliche baltiche di Estonia, Lettonia e Lituania
- **CTE** - Centrali Termoelettriche
- **CURRENCY BOARD** - Lo stabilire, per legge, una parità di cambio fisso tra una moneta e una divisa forte
- **DEFAULT SUPPLIER** - Fornitore obbligato ad offrire il servizio ai clienti che non sono in grado di sceglierne uno
- **DOCUP** - Documento unico di programmazione. Documento approvato dalla Commissione Europea che riunisce gli elementi contenuti in un quadro comunitario di sostegno e in un programma operativo
- **DOWNSTREAM** - Le attività inerenti il settore energetico che si collocano a valle della esplorazione e produzione
- **DPCM** - Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
- **DPEF** - Documento di Programmazione Economico-Finanziaria
- **DSM** - Demand Side Management. Programmi di gestione e controllo della domanda di energia adottati dalle imprese energetiche per influenzare i consumi di energia degli utenti finali e per aumentare il livello di efficienza energetica del sistema
- **ECOFIN** - The Council for Economic and Financial Affairs. Consiglio composto dai Ministri dell'Economia e delle Finanze dei Paesi membri dell'Unione europea. L'Ecofin è competente per tutte le questioni attinenti a capitali e pagamenti, politica economica e monetaria, con l'eccezione delle decisioni sui Paesi qualificati ad essere ammessi alla fase finale dell'Unione Monetaria
- **EEA** - European Environment Agency (anche AEA)
- **EIA** - Energy Information Administration dell'U.S. Department of Energy (DOE)

- **EMAS** - Eco Management and Audit Scheme. Sistema comunitario di ecogestione e *auditing* al quale le imprese possono aderire volontariamente e richiedere certificazione indipendente di conformità
- **EMEP** - European Monitoring and Evaluation Programme. Programma europeo di cooperazione per il monitoraggio e la valutazione dell'inquinamento atmosferico transfrontaliero
- **EPC** - Engineering, Procurement and Construction. Ingegneria, acquisti e costruzione. Capacità di garantire tutti gli adempimenti per la realizzazione di impianti "chiavi in mano" e di seguire il ciclo di vita dell'impianto
- **ESA** - European Space Agency - Agenzia Spaziale Europea
- **ESCO** - Energy Service Company. Società di servizi integrati per l'energia, che realizza interventi globali di risparmio energetico, basati sull'incremento dell'efficienza energetica degli impianti, in ambito industriale, nel terziario e per il settore abitativo
- **ET** - Emission Trading. Commercio internazionale di emissioni, uno dei tre schemi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto
- **ETSO** - European Transmission System Operator. Associazione europea dei gestori di reti di trasmissione
- **EUROSTAT** - Ufficio Statistico della Commissione europea
- **FAR** - Fondo Agevolazione Ricerca
- **FED** - Federal Reserve. È il sistema di riserva della Banca Centrale degli Stati Uniti d'America
- **FER** - Fonti energetiche rinnovabili
- **FIRB** - Fondo per gli investimenti in ricerca di base
- **FISR** - Fondo integrativo speciale ricerca
- **FIT** - Fondo per l'innovazione tecnologica
- **FMI** - Fondo Monetario Internazionale
- **FOB** - Free On Board - Franco a bordo. Il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un paese), inclusi i costi di trasporto e movimentazione fino al porto d'imbarco convenuto
- **FS** - Fondi Strutturali. Strumenti finanziari che contribuiscono alla realizzazione degli obiettivi delle politiche di sviluppo e riequilibrio strutturale all'interno dell'Unione europea
- **FSU** - Former Soviet Union. Gruppo di 15 Paesi nati dopo la dissoluzione dell'URSS, comprendente Armenia, Azerbaijan, Bielorussia, Estonia, Georgia, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Lettonia, Lituania, Moldavia, Russia, Tagikistan, Turkmenistan, Ucraina e Uzbekistan
- **GHG** - Greenhouse Gases - Gas serra.
- **GNL** - Gas Naturale Liquefatto (anche LNG)
- **GRTN** - Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale
- **GPL** - Gas di Petrolio Liquefatto
- **GTL** - Gas To Liquids. Conversione del gas in liquido
- **IAFR** - Impianti alimentati da fonti rinnovabili qualificati come tali dal GRTN ai sensi del Decreto MAP del 18/3/2002
- **IEA** - International Energy Agency (anche AIE)
- **IGCC** - Integrated Gasification Combined Cycle. Impianto integrato di gassificazione a ciclo combinato
- **IMF** - International Monetary Fund - Fondo Monetario Internazionale
- **INFLAZIONE CORE** - L'inflazione al netto delle componenti più volatili (energia e alimentari)

- **IPA** - Idrocarburi policiclici aromatici - Idrocarburi aromatici con più anelli benzenici, alcuni dei quali classificati cancerogeni per l'uomo
- **IPCC** - Intergovernmental Panel on Climate Change. Comitato scientifico intergovernativo sui cambiamenti climatici istituito nel 1988 da WMO e UNEP
- **IPI** - Istituto per la Promozione Industriale. Agenzia Governativa specializzata nel facilitare la crescita e la competitività dei sistemi produttivi
- **IPPC** - Integrated Prevention Pollution Control. Direttiva del Consiglio europeo (24 ottobre 1996) sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento
- **ISO** - International Standard Organisation - Organizzazione internazionale per la normazione tecnica.
- **ISO 14001** - Requisiti e guida dell'ISO per l'implementazione dei sistemi di gestione ambientale
- **ISPESL** - Istituto Superiore per la Prevenzione e la Sicurezza del Lavoro
- **ISS** - Istituto Superiore di Sanità
- **ISTAT** - Istituto Nazionale di Statistica
- **ITER** - International Thermonuclear Experimental Reactor. Reattore Termonucleare Sperimentale Internazionale
- **JI** - Joint Implementation. Implementazione congiunta, uno dei tre schemi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto
- **LNG** - Liquefied Natural Gas (anche GNL)
- **MAP** - Ministero delle Attività Produttive (già MICA)
- **MATT** - Ministero per l'Ambiente e per la Tutela del Territorio
- **MERIT ORDER** - Ordine di Merito. Nell'ipotesi dell'Autorità, la borsa riceve le offerte di ciascun impianto di produzione, compila un ordine di merito economico a partire dalle offerte più basse e definisce il programma di produzione degli impianti per il giorno successivo, minimizzando così il costo totale del soddisfacimento della domanda di energia elettrica.
- **MICA** - Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (in seguito MAP)
- **MIUR** - Ministero dell'Istruzione, Università e Ricerca. (già MURST)
- **MURST** - Ministero dell'Università e della Ricerca Scientifica e Tecnologica (in seguito MIUR)
- **NBER** - National Bureau of Economic Research. Organizzazione privata statunitense senza fini di lucro per la promozione della cultura e della ricerca in campo economico NOx - Ossidi di azoto. Di interesse dal punto di vista dell'inquinamento atmosferico sono l'ossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO₂)
- **OAPEC** - Organization of Arab Petroleum Exporting Countries
- **OBIETTIVO 1** - L'obiettivo 1 dei Fondi strutturali è la priorità principale della politica di coesione dell'Unione europea per le regioni in ritardo di sviluppo, il cui Pil è inferiore o uguale al 75% della media dell'Unione europea
- **OCSE** - Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (anche OECD)
- **OFF-SHORE** - Il termine indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono
- **OMS** - Organizzazione Mondiale della Sanità
- **ON-SHORE** - Il termine è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono
- **ONU** - Organizzazione delle Nazioni Unite
- **OPEC** - Organization of Petroleum Exporting Countries
- **PEN** - Piano Energetico Nazionale

- **PEAR** - Piano Energetico Ambientale Regionale
- **PEC** - Piano Energetico Comunale
- **PER** - Piano Energetico Regionale
- **PFBC** - Pressurized Fluid Bed Combustion. Impianto a letto fluido pressurizzato
- **PGT** - Piano Generale dei Trasporti
- **PIL** - Prodotto interno lordo. Somma dei valori aggiunti dei beni e servizi prodotti in un Paese
- **PNR** - Programma Nazionale di Ricerca
- **PON** - Programma Operativo Nazionale. Programma per le Regioni dell'Obiettivo 1
- **POP** - Programmi operativi plurifondo. Principale strumento di attuazione dei Fondi strutturali comunitari nelle regioni dell'Obiettivo 1, mediante il ricorso ad uno o più fondi (Fesr, Feoga e Fse).
- **POR** - Programmi Operativi Regionali. Sono sette, uno per ciascuna delle sei regioni dell'obiettivo 1 (Basilicata, Calabria, Campania, Puglia, Sardegna e Sicilia) più il Molise, l'unica regione italiana in sostegno transitorio
- **PPP** - Purchasing power parities - Parità di potere d'acquisto
- **PQ** - Programma Quadro. Lo strumento principale della politica comunitaria nel settore della ricerca. Definisce per un quinquennio gli obiettivi, le priorità e le condizioni dell'intervento finanziario della Commissione europea.
- **PRICE CAP** - Criterio di regolazione della dinamica tariffaria. Si traduce nella fissazione di un limite superiore alla variazione tariffaria di specifici servizi in un arco temporale predeterminato. Il metodo consente che ogni risparmio di costo dell'operatore, in eccesso a quello implicito, si traduca in maggiori profitti
- **PSA** - Plataforma Solar de Almeria. Il maggiore centro europeo di sperimentazione solare localizzato in Spagna dove si stanno sperimentando le principali tecnologie del solare termodinamico
- **PTS** - Polveri Totali Sospese. Con tale termine si definisce una miscela di particelle solide e liquide, sospese in aria, che varia per caratteristiche dimensionali, composizione e provenienza. Le polveri PM_{10} e $PM_{2,5}$ presentano un interesse sanitario rispetto alle altre polveri. Le prime le PM_{10} sono inalabili sino alla laringe, mentre le $PM_{2,5}$ sono in grado di penetrare nel tratto inferiore dell'apparato respiratorio
- **PST** - Phase Shifter. Fasatori di nuova generazione in grado di controllare le grandezze che caratterizzano i sistemi elettrici di trasmissione e quindi di indirizzare il flusso di potenza che attraversa una o più linee della rete elettrica
- **PVS** - Paesi in via di sviluppo
- **QCS** - Quadro Comunitario di Sostegno. Il documento di programmazione delle risorse dei fondi strutturali destinate alle regioni italiane in ritardo di sviluppo. mediante il concorso dei quattro fondi strutturali: Fondo Europeo Sviluppo Regionale (FESR), Fondo Sociale Europeo (FSE) Fondo Europeo Agricolo di Orientamento e di Garanzia (FEOGA) Fondo per le Azioni Strutturali nel Settore della Pesca (SFOP)
- **REA** - Rapporto energia e ambiente
- **R&S / R&ST** - Ricerca e sviluppo/tecnologico
- **RSU** - Rifiuti solidi urbani
- **SIA** - Studio di impatto ambientale
- **SIREA** - Sistema Informativo Regionale per l'Energia e l'Ambiente. Sistema per la raccolta, il trattamento e la diffusione dei dati ambientali in base a *standard* qualitativi
- **SNAP** - Selected Nomenclature for Air Pollution. Classificazione delle attività che producono emissioni

- **SPOT MARKET** - Mercato di contratti a breve termine caratterizzati da pagamenti e consegna a pronti o al massimo ritardati di 40/50 giorni
- **SPREAD** - Talvolta indica la differenza tra proposta di prezzo in vendita e proposta di prezzo in acquisto. In altri contesti sta ad indicare la differenza tra i rendimenti di diversi titoli di Stato
- **SWAP (agreement)** - Nel settore del gas il termine si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura
- **SWITCHING** - La possibilità per un cliente, anche domestico, di cambiare la compagnia o qualsiasi altra entità che vende energia per mezzo di una rete di trasmissione o di distribuzione
- **TAKE OR PAY** - Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto
- **TEE** - 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
- **THERMIE** - Programma europeo specifico di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione nel settore dell'energia non nucleare
- **TOP** - (Vedi Take or Pay)
- **TPA** - Third Party Access. Accesso di terzi alla rete. Consiste nella possibilità accordata ad una determinata categoria di clienti idonei, che hanno titolo a stipulare contratti per il gas naturale, di acquistare gas da altri fornitori rispetto al proprietario della rete
- **UNAPACE** - Unione nazionale delle aziende produttrici e consumatrici di energia elettrica
- **UNBUNDLING** - Nel settore energetico consiste nella separazione proprietaria, ovvero contabile delle attività di produzione, trasmissione e distribuzione
- **UNECE** - United Nations Economic Commission for Europe. Commissione economica per l'Europa delle Nazioni Unite. Creata nel 1957 dal Consiglio Economico e Sociale (ECOSOC) ed è una delle cinque commissioni regionali delle Nazioni Unite
- **UNEP** - United Nations Environment Programme. Agenzia ONU per l'ambiente
- **UN-FCC** - United Nations Convention on Climate Change. Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici adottata a New York il 9 maggio del 1992
- **UNIDO** - United Nations Industrial Development Organisation - Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale
- **UPSTREAM** - Le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi
- **VAS** - Valutazione Ambientale Strategica. Processo sistematico per valutare le conseguenze sul piano ambientale di azioni, proposte politiche, piani o iniziative
- **VIA** - Valutazione di Impatto Ambientale. Procedura tecnico-amministrativa volta alla formulazione di un giudizio da parte delle Autorità competenti sulla compatibilità che una determinata azione avrà nei confronti dell'ambiente.
- **WMO** - World Meteorological Organization - Organizzazione Meteorologica Internazionale
- **WTO** - World Trade Organization - Organizzazione Mondiale del Commercio

UNITÀ DI MISURA DI ENERGIA E FATTORI DI CONVERSIONE

	tce	tpe	bpe	b/gpe	Nm ³ NG
1 t di carbone equivalente (tce)	1	0,646	4,79	0,01312	745
1 t di petrolio equivalente (tpe)	1,548	1	7,41	0,02031	1153
1 barile di petrolio equivalente (bpe)	0,2988	1,135	1	2,74 10 ⁻³	155,7
1 barile al giorno di petrolio equivalente (b/gpe)	76,2	49,230	365	1	5,68 10 ⁻⁴
1 metro cubo di gas naturale equivalente (Nm ³ NG)	1,343 10 ⁻³	8,67 10 ⁻⁴	6,42 10 ⁻³	1,76 10 ⁻⁵	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 (bpe)	= 5,8 · 10 ⁶ Btu
1 t di petrolio equivalente (tpe)	= 10 · 10 ⁶ kcal
1 t di carbone equivalente (tce)	= 7 · 10 ⁶ kcal
1 therm	= 100.000 Btu
1 thermie	= 1000 kcal
1 kWh	= 3600 kJ = 3412 Btu

	gal USA	gal UK	bbbl	ft ³	l	m ³
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 (bbbl)	42,0	34,97	1	5,615	159,0	0,159
Piede cubico (ft ³)	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 ³)	264,2	220,0	6,289	35,3147	1000,0	1

Edito dall' **ENEA**
Funzione Centrale Relazioni Esterne
Unità Comunicazione
Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma
www.enea.it

Edizione del volume a cura di Giuliano Ghisu
Copertina di Bruno Giovannetti

Stampa: Laboratorio Tecnografico ENEA - C.R. Frascati
Finito di stampare nel mese di aprile 2003