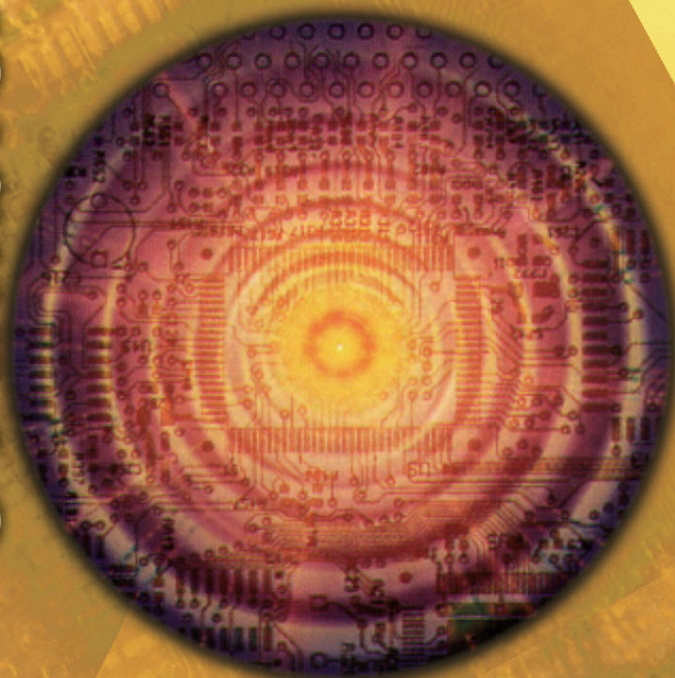


**ENEA**

# Rapporto Energia e Ambiente **2006**

■ **1**

L'analisi



ENEA  
Rapporto Energia e Ambiente 2006  
L'analisi

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2006  
Volume 1 - L'analisi

2007 ENEA  
Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente

Lungotevere Thaon di Revel, 76  
00196 - Roma

ISBN 88-8286-179-1

Il Rapporto riflette l'opinione degli autori e non necessariamente quella  
delle organizzazioni di appartenenza

**ENEA** Rapporto  
Energia  
e Ambiente **2006**

---

■ **1**

**L'analisi**

---

# Indice

## **PRIMA PARTE: IL QUADRO GLOBALE**

### **CAPITOLO 1 - DINAMICHE ENERGETICHE E AMBIENTALI NELLE PRINCIPALI AREE GEOPOLITICHE**

Introduzione: le grandi sfide dell'energia e dell'ambiente	13
1.1 Domanda e offerta di fonti primarie di energia e andamento dei mercati	15
1.2 Uso delle fonti di energia ed effetti sui cambiamenti climatici	50
1.3 Scenari internazionali della domanda di energia e delle emissioni: il World Energy Outlook 2006	56
1.4 Principali strumenti di policy a livello internazionale	69

### **CAPITOLO 2 - L'EUROPA NEL CONTESTO INTERNAZIONALE**

2.1 Domanda di energia ed emissioni di CO <sub>2</sub>	77
2.2 Le importazioni di energia primaria	81
2.3 La dipendenza energetica	84
2.4 Scenari europei della domanda di energia e delle emissioni	87
2.5 Gli obiettivi dell'Unione Europea in campo energetico e ambientale	94

## **SECONDA PARTE: IL SISTEMA ENERGETICO E AMBIENTALE IN ITALIA**

### **CAPITOLO 3 - L'ITALIA NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA**

3.1 Processi in atto e tendenze	121
3.2. Consumo di energia nei settori di uso finale	135
3.3 L'offerta di energia	157
3.4 Le emissioni di gas ad effetto serra	203

### **CAPITOLO 4 - IL GOVERNO DEL SISTEMA ENERGETICO TRA ESIGENZE LOCALI ED OBIETTIVI NAZIONALI**

4.1 Il ruolo delle Regioni nel governo del sistema energetico	215
4.2 Situazione energetica a livello regionale	217
4.3 I Piani Energetico-Ambientali Regionali (PEAR)	224

4.4 La via per Kyoto e le implicazioni dal sopranazionale al locale	226
4.5 Territorio e sostenibilità ambientale	250

## **CAPITOLO 5 - SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO**

5.1 L'evoluzione tendenziale del sistema energetico	272
5.2 Effetti di alcune misure di politica energetica e ambientale: scenari di intervento	294
5.3 Prospettive di sviluppo di alcune tecnologie energetiche innovative	313

## **CAPITOLO 6 - RICERCA E COMPETITIVITÀ**

6.1 La ricerca scientifica e tecnologica nel settore energetico	350
6.2 Competitività tecnologica del settore energetico	377

## **TERZA PARTE: APPROFONDIMENTI**

### **CAPITOLO 7 - POLITICHE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI**

7.1 Linee di tendenza delle politiche dell'Unione Europea	403
7.2 L'intervento nazionale	408
7.3 Il sistema dei Certificati Bianchi	411
7.4 L'intervento negli edifici	422
7.5 Le società di servizi energetici ed il meccanismo di finanziamento tramite terzi	424
7.6 L'impatto dell'efficienza energetica sulla riduzione dei consumi primari e delle emissioni di gas serra	425
7.7 Il mercato e le apparecchiature	427
7.8 L'efficienza energetica negli altri paesi	438
7.9 Politiche Integrate di Prodotto (IPP)	439

### **CAPITOLO 8 - I BIOCARBURANTI**

8.1 Il quadro internazionale: situazione attuale e prospettive di sviluppo	452
8.2 I biocarburanti in Italia: le possibili filiere agro-energetiche	465
8.3 Problemi aperti e ruolo della ricerca	475

## **CAPITOLO 9 - GENERAZIONE DISTRIBUITA DELL'ENERGIA**

9.1 Concetti generali	477
9.2 Situazione e prospettive internazionali	482
9.3 Il contesto italiano	484
9.4 Tecnologie, ostacoli e benefici	487
9.5 Ricerca e sperimentazione	489
9.6 Opportunità per il futuro	491

## **APPENDICI**

<b>APPENDICE 1 - ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA DEGLI EVENTI 2006</b>	<b>495</b>
<b>APPENDICE 2 - RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI 2006</b>	<b>503</b>
<b>APPENDICE 3 – ENERGIA E AMBIENTE: GLOSSARIO E ACRONIMI</b>	<b>505</b>
<b>APPENDICE 4 – UNITÀ DI MISURA E FATTORI DI CONVERSIONE</b>	<b>513</b>





## **Contributi<sup>1</sup>**

***Il Rapporto è stato curato dall'Unità Studi dell'Ufficio di Presidenza dell'ENEA***

**Coordinamento scientifico: Carlo Manna**

**Coordinamento redazionale: Paola Molinas**

### **Cap. 1 – Dinamiche energetiche e ambientali nelle principali aree geopolitiche**

**a cura di:** *Umberto Ciorba*

**collaborazioni di:** *Andrea Colosimo, Vincenzo Ferrara, Maria Rosa Viridis (CE-DG Ricerca)*

### **Cap. 2 – L'Europa nel contesto internazionale**

**a cura di:** *Umberto Ciorba*

**collaborazioni di:** *Andrea Colosimo, Francesco Gracceva, Maria Rosa Viridis (CE-DG Ricerca)*

### **Cap. 3 – L'Italia nella transizione energetica**

**a cura di:** *Natale Massimo Caminiti*

**collaborazioni di:** *Enrico Arcuri, Cecilia Camporeale, Teresa Chironi, Umberto Ciorba, Andrea Colosimo, Gaetano Fasano, Flavia Gangale, Laura Gaetana Giuffrida, Sergio La Motta, Matteo Leonardi (WWF Italia), Domenico Santino, Marco Stefanoni*

### **Cap. 4 – Il governo del sistema energetico tra esigenze locali ed obiettivi nazionali**

**a cura di:** *Emidio D'Angelo e Andrea Forni*

**collaborazioni di:** *Antonio Appi, Antonio Colangelo, Sergio La Motta, Ivano Olivetti, Domenico Santino, Noel Torrez Linares, Giovanni Vialetto, Alessandro Zini*

### **Cap. 5 – Scenari evolutivi del sistema energetico italiano**

**a cura di:** *Francesco Gracceva*

**collaborazioni di:** *Marino Avitabile, Luca Castellazzi, Mario Contaldi (APAT), Francesco Di Mario, Fabrizio Fabrizi, Agostino Iacobazzi, Saverio Li Causi, Antonio Mattucci, Luciano Pirazzi, Gian Carlo Tosato (IEA – ETSAP Programme)*

### **Cap. 6 – Ricerca e competitività**

**a cura di:** *Walter Cariani e Daniela Palma*

**collaborazioni di:** *Gaetano Coletta, Alicia Mignone, Anna Pibiri, Cristina Tommasino*

### **Cap. 7 – Politiche per l'efficienza energetica negli usi finali**

**a cura di:** *Natale Massimo Caminiti*

**collaborazioni di:** *Ilaria Bertini, Roberto Buonamici, Dario Di Santo (FIRE), Flavia Gangale, Giulia Iorio, Milena Presutto*

### **Cap. 8 – I biocarburanti**

**a cura di:** *Vito Pignatelli*

### **Cap. 9 – Generazione distribuita dell'energia**

**a cura di:** *Ilaria Bertini e Saverio Li Causi*

### **Appendici**

**a cura di:** *Fernando Scaduto*

### **Si ringraziano:**

*Enrico Arcuri* per la collaborazione al documento di sintesi "Analisi e Scenari";  
*Flavio Giovanni Conti* per la revisione dei testi del volume "Analisi".

---

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



**PRIMA PARTE: *IL QUADRO GLOBALE***



## CAPITOLO 1

### DINAMICHE ENERGETICHE E AMBIENTALI NELLE PRINCIPALI AREE GEOPOLITICHE

#### Introduzione: le grandi sfide dell'energia e dell'ambiente

Le complesse questioni relative al rapporto tra sviluppo sostenibile, energia ed ambiente sono diventate oggi patrimonio di una larga parte dell'opinione pubblica. Le istituzioni scientifiche sono pertanto chiamate a fornire risposte che accompagnino, verso decisioni fondate, condivise e partecipate, i responsabili politici, i rappresentanti dell'imprenditoria nelle sue diverse forme, così come le espressioni organizzate (sindacali, ambientaliste, consumeriste) dei cittadini.

Negli ultimi mesi, sono stati resi pubblici numerosi rapporti dedicati ai cambiamenti climatici. Per citarne solo alcuni: "The living planet report 2006" del WWF e lo "Stern Review on the Economics of Climate Change" presentato dall'economista Nicholas Stern al Primo Ministro e al Cancelliere dello Scacchiere del Regno Unito. L'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha annunciato il nuovo rapporto sui cambiamenti climatici "Climate Change 2007" ed è stato recentemente presentato un primo documento (relativo ai risultati del gruppo di lavoro "The Physical Science Basis"), in cui si valuta il ruolo dei fattori umani e naturali nel determinare i cambiamenti climatici. Secondo questo rapporto, le determinanti umane, valutate con un livello di confidenza molto alto, sarebbero responsabili del 90% delle emissioni di gas-serra in atmosfera: un valore significativamente più elevato di quanto stimato nel precedente rapporto IPCC del 2001 (66%). Nel rapporto viene inoltre formulata un'ipotesi di scenario secondo cui nell'ultima decade del XXI secolo si dovrebbe registrare, rispetto alle due ultime decadi del secolo precedente, un aumento medio della temperatura globale del pianeta compreso tra 1,8 °C a 4 °C ed un fenomeno d'innalzamento del livello del mare compreso tra 18 a 59 centimetri.

Intervenire a limitare le cause dei cambiamenti climatici, alle cui evidenze è dedicato il box che segue, costituisce dunque un impegno da assumere soprattutto nei confronti delle generazioni future, considerando che le emissioni di CO<sub>2</sub> oggi prodotte rimarranno per circa 100 anni nell'atmosfera.

#### Evidenze dei Cambiamenti Climatici

"L'umanità, utilizzando in breve tempo i combustibili fossili che si sono accumulati in milioni di anni, si sta imbarcando in un esperimento geofisico irreversibile a larga scala" (Revelle e Suess, 1957).

Il clima del pianeta è cambiato molte volte durante la sua storia geologica in conseguenza di fattori naturali quali la variazione periodica dei parametri orbitali e dell'attività solare, la migrazione dei continenti, lo sviluppo di calotte polari e le variazioni della composizione dell'atmosfera. Il clima ha sempre esercitato una notevole influenza sulle attività umane, ma questo rapporto sta rapidamente cambiando.

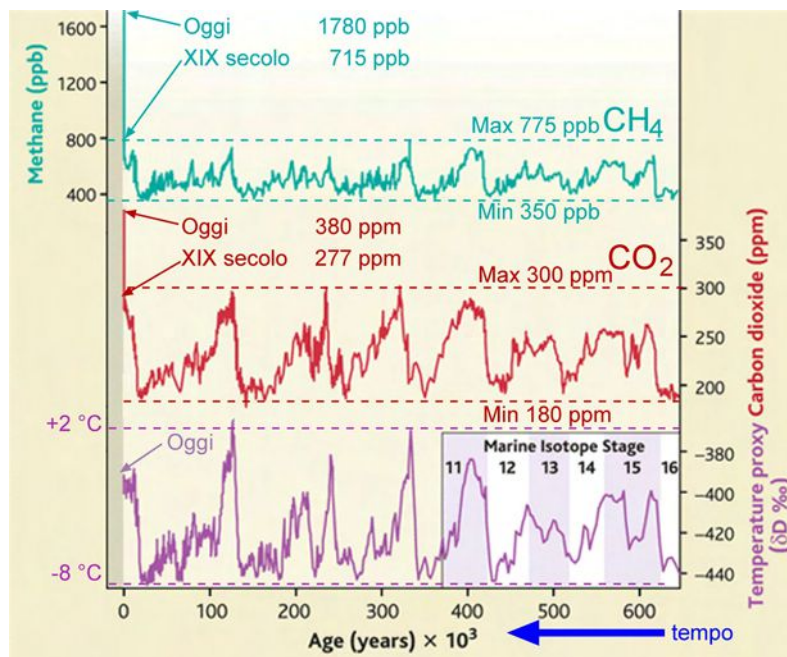
La comunità scientifica internazionale ritiene infatti che le attività umane rappresentino un nuovo forzante del clima.

L'influenza dell'uomo sul clima avviene attraverso la perturbazione dei complessi processi di interazione fra la radiazione solare, la biosfera, l'atmosfera e l'idrosfera, i quali regolano l'andamento naturale del clima. Le principali perturbazioni indotte dall'uomo riguardano la variazione della composizione dell'atmosfera, in particolare l'immissione di "gas ad effetto serra" e di particelle di aerosol, ed i cambiamenti dell'utilizzo del suolo anche legati alla deforestazione. Queste modificazioni influenzano gli equilibri naturali e quindi anche la temperatura del pianeta. Nella registrazione paleoclimatica delle carote di ghiaccio i gas-serra (anidride carbonica e metano) hanno fluttuato sostanzialmente in fase con la temperatura. Negli ultimi 800 mila anni l'evoluzione naturale della temperatura sembra essere guidata dal forzante astronomico e l'anidride carbonica agisce da amplificatore con un processo di retroazione positivo. Le variazioni naturali di anidride carbonica sono probabilmente condizionate dall'Oceano Meridionale, quelle del metano dall'estensione delle aree umide nelle regioni intertropicali e dell'emisfero nord.

Negli ultimi duecento anni, con l'inizio della rivoluzione industriale, si è verificato un notevole incremento nelle concentrazioni atmosferiche di polveri dovute all'attività antropica e di "gas ad effetto serra", quali anidride carbonica, metano, protossido di azoto ecc.

Per gli ultimi decenni, la variazione in atmosfera della concentrazione dell'anidride carbonica è documentata dalle misure dirette effettuate a partire dal 1957 nella stazione di Manua Loa (Hawaii, USA), e successivamente dalla rete mondiale del Global Atmosphere Watch (per l'Italia le stazioni di Lampedusa dell'ENEA, Plateau Rosa del CESI, Monte Cimone dell'Aeronautica Militare). Le bolle d'aria racchiuse negli strati di ghiaccio dell'Antartide (20 anni di ricerche italiane dirette dall'ENEA) rappresentano l'unica testimonianza disponibile della concentrazione dei gas-serra precedentemente alla metà del XX secolo, e permettono di individuare il brusco aumento di gas ad "effetto serra" nell'atmosfera. In particolare, nel XIX secolo i contenuti di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) e metano (CH<sub>4</sub>) erano rispettivamente di 277 ppm (*parti per milione*) e di 715 ppb (*parti per miliardo*; Figura 1), mentre l'attuale contenuto di anidride carbonica è di 380 ppm, con un incremento del 35% rispetto al XIX secolo. Il contenuto di metano è di 1780 ppb, +130% rispetto al XIX secolo.

Nel periodo pre-industriale i contenuti di anidride carbonica e metano erano simili a quelli misurati nelle fasi geologiche calde (Interglaciali). Negli ultimi 820.000 anni la concentrazione di anidride carbonica è variata da un minimo di circa 180 ppm nelle fasi più fredde (Glaciali, con temperature inferiori alle attuali di 10-15 °C) a un massimo di 300 ppm in quelle più calde (anche con temperature superiori alle attuali di 2-3 °C). Analogamente il metano è variato da 350 ppb a 775 ppb. L'incremento antropico osservato negli ultimi 200 anni è simile a quello rilevato nei dati paleoclimatici fra un glaciale ed un interglaciale per l'anidride carbonica (100 ppm) e nettamente superiore (1000 ppb) per il metano. Accanto all'aumento di anidride carbonica e metano negli ultimi 200 anni, si è registrata una crescita del 18% nella concentrazione di protossido di azoto. Le concentrazioni attuali di anidride carbonica e metano in atmosfera sono le più alte mai registrate negli ultimi 820.000 anni e stanno crescendo con velocità eccezionali, cento volte superiori a quelle dell'epoca pre-industriale.



In figura è rappresentato l'andamento dei gas ad effetto serra (metano CH<sub>4</sub>, anidride carbonica CO<sub>2</sub>) e del deuterio (δD, rappresentativo della temperatura dell'aria) nella carota di ghiaccio di EPICA (*European Project for Ice Coring in Antarctica*) negli ultimi 650.000 anni. L'età geologica aumenta da sinistra (periodo odierno) verso destra (periodi più antichi).

Al progetto EPICA partecipano 10 nazioni europee, con finanziamenti nazionali e della Comunità Europea. La partecipazione italiana è rappresentata da ricercatori delle Università, dell'ENEA e dell'INGV. L'ENEA ha assicurato il coordinamento logistico e tecnologico alle attività di perforazione nella base antartica di Concordia. Le ricerche italiane sono svolte nell'ambito del Programma Nazionale di Ricerca in Antartide (PNRA), finanziato dal Ministero dell'Università e della Ricerca.

L'economista Nicholas Stern, nel suo rapporto, sostiene che le conseguenze economiche a lungo termine dei cambiamenti climatici saranno imponenti e prevede che per rimediare ai danni provocati dai nuovi assetti climatici dovrà essere assunto un impegno economico corrispondente ad una percentuale compresa tra il 5% e il 20% del prodotto lordo mondiale. Stern sostiene d'altro canto che intervenendo tempestivamente con opportune azioni di riduzione delle emissioni, il costo di mitigazione dell'effetto dei cambiamenti climatici sarebbe più contenuto, non superando un ammontare pari all'1% del PIL mondiale annuo.

Gli investimenti che saranno effettuati nei prossimi 10-20 anni avranno un profondo effetto sul clima e influenzeranno in misura considerevole il futuro del pianeta: i costi di stabilizzazione delle emissioni sono significativi ma sopportabili, ritardare gli interventi potrebbe risultare pericoloso e molto più costoso. In tale contesto il protocollo di Kyoto<sup>1</sup> rappresenta il principale punto di riferimento e, tuttora, il primo strumento negoziale a livello internazionale per la riduzione delle emissioni dei gas ed effetto serra.

La complessità dei problemi energetico-ambientali e le implicazioni sul piano economico richiedono un approccio soprannazionale e impongono lo sviluppo di azioni congiunte in grado di armonizzare le politiche e gli strumenti di intervento, assicurando una massa critica adeguata per affrontare su base cooperativa una politica organica di intervento.

A fronte dell'emergenza legata ai cambiamenti climatici, i più autorevoli scenari energetici internazionali a legislazione vigente, delineano per i prossimi decenni un quadro del sistema energetico ancora dominato dai combustibili fossili. In modo particolare, l'esistenza di vincoli dal lato dell'offerta e l'influenza delle tensioni geopolitiche sul funzionamento dei mercati del gas e del petrolio potrebbero incentivare un ricorso al carbone ambientalmente non sostenibile. La domanda energetica in forte crescita non potrà dunque essere soddisfatta dalle tecnologie tradizionali, basate sull'uso di combustibili fossili, senza aumentare fortemente la pressione sull'ambiente, sulla salute dell'uomo e sulla sicurezza dell'approvvigionamento.

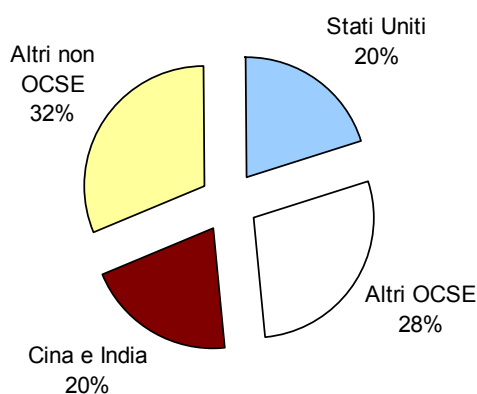
Si delinea quindi in modo sempre più evidente la necessità di un approccio soprannazionale per approntare quelle attività sul piano della ricerca e dell'innovazione tecnologica che si rendono necessarie per accelerare il passaggio da un sistema energetico caratterizzato da un ricorso ambientalmente insostenibile alle fonti fossili verso un sistema "carbon-free" basato su nuove tecnologie per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili<sup>2</sup>.

## 1.1. Domanda e offerta di fonti primarie di energia e andamento dei mercati

### 1.1.1 Tendenze dei consumi di energia per fonte e per area

A partire dal 2004 i consumi di energia primaria dei paesi non appartenenti all'OCSE hanno superato i consumi dei paesi più industrializzati. Nel 2005, la struttura dei consumi per aree geopolitiche è sostanzialmente simile a quella dell'anno precedente e mette in luce (figura 1.1) l'emergere, accanto agli Stati Uniti, dei principali paesi dell'Asia quali importanti poli di consumo di energia<sup>3</sup>.

Figura 1.1 – Consumi di energia primaria per area geopolitica, Anno 2005



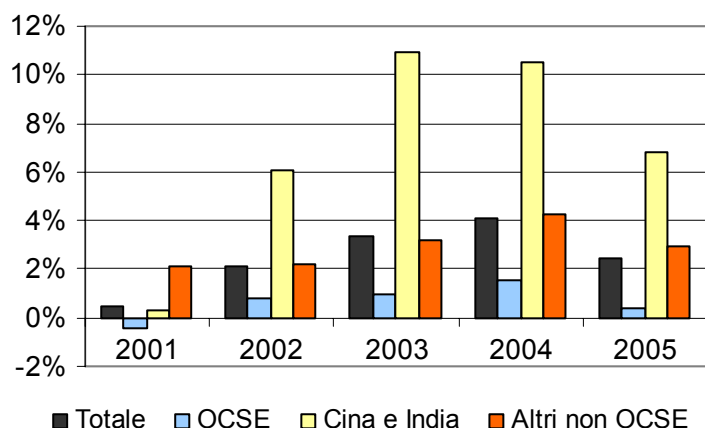
Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

<sup>1</sup> Si veda in proposito il paragrafo 1.4.1 e, in relazione alla posizione dell'UE, il paragrafo 2.5.2.

<sup>2</sup> Si veda in proposito: Energy Technology Perspectives, International Energy Agency, 2006.

<sup>3</sup> Da un punto di vista geografico va ricordato che anche paesi OCSE quali Corea e Giappone afferiscono all'area asiatica e che tra i paesi non OCSE anche Indonesia e Malesia contribuiscono in misura rilevante ai consumi di energia primaria. Gran parte dei consumi energetici primari dei paesi non OCSE oltre che alla Cina e all'India, sono dovuti a un ristretto gruppo di grandi consumatori: Indonesia, Sudafrica, Brasile, Malesia, Turchia, Russia.

Figura 1.2 – Consumi di energia primaria: variazione percentuale annua per area geopolitica



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

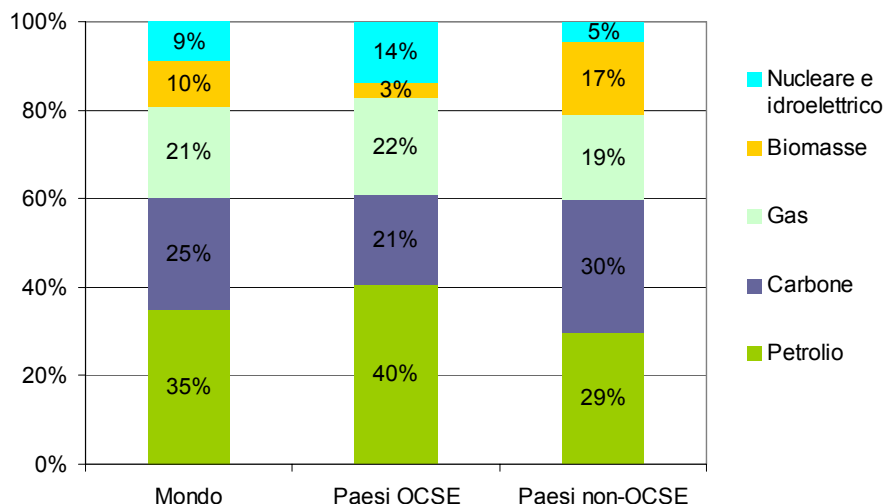
Le dinamiche dei consumi primari mostrano come la tendenza allo spostamento dei poli di consumo verso i paesi non OCSE si sia rafforzata negli anni più recenti (figura 1.2).

I consumi mondiali d'energia primaria nel biennio 2004-2005 sono cresciuti in media del 3,3% ogni anno. L'andamento della domanda, fortemente correlato con l'espansione dell'attività economica, mostra sensibili differenze tra le aree geopolitiche. I paesi non OCSE hanno mostrato una crescita più sostenuta (+5,5% in media nel biennio 2004-2005) trascinata in modo particolare dalla domanda di energia in India e Cina (circa 9% all'anno). I paesi OCSE hanno mostrato una crescita dei consumi energetici più contenuta (1% in media annua nel 2003-2005).

Nel 2005 circa il 35% dei consumi mondiali d'energia primaria è rappresentato dal petrolio, il 25% è rappresentato dal carbone e il 21% dal gas naturale. Il restante 19% è costituito da energia elettrica primaria (9% circa, principalmente nucleare e idroelettrica), da biomassa (10% circa). Trascurabile è l'apporto del calore (meno dello 0,1%, da fonte geotermica e solare) (figura 1.3).

La struttura dei consumi per fonte primaria evidenzia notevoli differenze tra i paesi OCSE e i paesi meno sviluppati. Nei primi si registra un forte ricorso al petrolio (anche se l'utilizzo va progressivamente indirizzandosi verso il solo settore dei trasporti), e un apporto di elettricità primaria particolarmente elevato; nei secondi è rilevante l'apporto del carbone, soprattutto nella generazione elettrica e il ricorso alle biomasse, utilizzate prevalentemente nel settore civile mediante tecnologie tradizionali (figura 1.3).

Figura 1.3 – Consumi mondiali di energia primaria per fonte, anno 2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

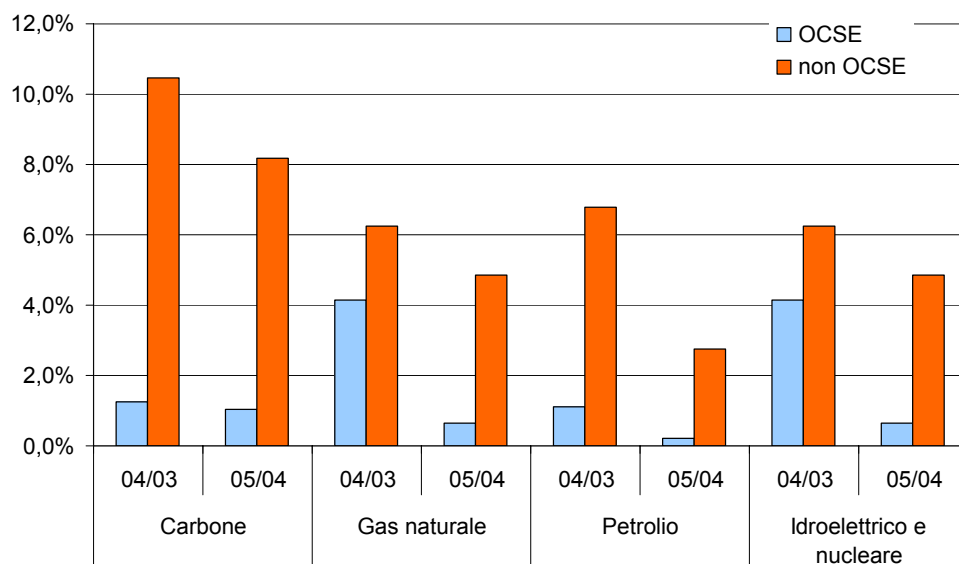


Anche l'andamento dei consumi per fonti è differente nelle varie regioni. In generale, la domanda appare molto più dinamica nei paesi non OCSE piuttosto che nei paesi industrializzati e ciò vale per tutte le fonti energetiche primarie (figura 1.4).

Il carbone è la fonte fossile che mostra i tassi di incremento più elevati negli ultimi anni. La crescita della domanda di carbone avviene in maniera preponderante in Asia e appare determinata dallo sviluppo del settore termoelettrico in Cina ed India (entrambi forti produttori di carbone). In particolare, l'incremento della domanda in Cina rappresenta quasi l'80% della crescita dei consumi di carbone nel 2005 e quasi il 40% dell'incremento della domanda mondiale di energia nello stesso anno.

Anche l'incremento della domanda di gas ha registrato in Cina punte del 18,5% nel 2004 e del 20,6% nel 2005; l'incremento dei consumi è rilevante anche in America latina, in India ed in Medio Oriente: in queste aree, tuttavia, il gas è ancora consumato in quantità limitate. La progressione della domanda è risultata più contenuta nei paesi OCSE a causa di prezzi crescenti. Ma l'Europa ed il Nord America restano i principali utilizzatori di gas naturale, con quote del 20% e del 26%, rispettivamente.

Figura 1.4 – Consumi di energia primaria per fonte. Incremento sull'anno precedente (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

La domanda globale di petrolio e dei suoi prodotti derivati è trainata dall'espansione dei consumi in Cina, dovuta sia alla crescente domanda per trasporto che a quella per generazione elettrica. Tale crescita si è rivelata talmente robusta da risentire appena del vistoso incremento dei prezzi del greggio nella seconda metà del 2004. La crescita dei consumi in Cina, pari al 7,5% annuo nell'ultimo decennio, ha fatto registrare punte del 15% nel 2004 e un brusco rallentamento nel 2005 (2,2%). Si ritiene tuttavia che l'incremento dei consumi del 2004 sia da imputare anche a due fattori contingenti:

- il mancato completamento della rete elettrica ha costretto molti operatori industriali a ricorrere a gruppi ausiliari di generazione elettrica alimentati ad olio; con il completamento della rete si assisterebbe in pratica ad un passaggio dal petrolio al carbone per la generazione di elettricità;
- il completamento nel 2004 di una rete di oleodotti nella regione costiera che ha richiesto un massiccio afflusso di petrolio per lo stoccaggio iniziale.

Infine, la domanda di petrolio ha continuato a crescere nel 2005 ad un tasso del 2,7% nei paesi non OCSE, mentre è diminuita in Europa e Giappone, a causa della forte dipendenza di queste aree dalle importazioni: nel complesso il tasso di crescita dei paesi OCSE è pari allo 0,2%.

**L'intensità energetica**, ovvero l'energia necessaria per produrre l'unità di prodotto lordo (misurato in dollari a parità di potere d'acquisto e prezzi costanti del 1995), è diminuita a livello mondiale rispetto al 2004. In pratica essa diminuisce dappertutto tranne in America latina (dove è stazionaria) ed in Medio Oriente (tabella 1.1).

Nonostante il dato di intensità dell'ultimo anno, in Asia i consumi energetici crescono più rapidamente del PIL (come ad esempio è avvenuto nel 2004 rispetto all'anno precedente) sia per l'incremento della produzione industriale che per l'aumento dei consumi del settore trasporti. La crescente penetrazione elettrica ha anche accompagnato lo sviluppo delle economie asiatiche accentuando la domanda di combustibili fossili per la generazione elettrica. Tutto ciò ha avuto come risultato un aumento dell'intensità energetica che continua dalla fine degli anni 90.

Per contro, la riduzione nell'intensità energetica del Nord America ed in Europa sono il prodotto sia della ripresa economica che dell'incremento dei prezzi energetici. Lo stesso vale per l'America latina e per l'Africa.

Tabella 1.1 – Intensità energetica per area geografica (tep/1000\$95ppa)

	2003	2004	2005
Europa	0,183	0,181	0,178
UE (15)	0,172	0,170	0,168
UE (25)	0,180	0,177	0,174
Nord America	0,243	0,237	0,228
America Latina	0,185	0,183	0,183
Asia orientale	0,227	0,230	0,228
Asia meridionale	0,203	0,196	0,189
Pacifico	0,218	0,216	0,212
Medio Oriente	0,439	0,442	0,444
Africa	0,325	0,317	0,313
<b>Mondo</b>	<b>0,239</b>	<b>0,237</b>	<b>0,233</b>
OCSE	0,207	0,204	0,199
OPEC	0,414	0,412	0,408
Ex Unione Sovietica	0,570	0,535	0,508

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

### 1.1.2 Tendenze della produzione ed evoluzione delle fonti primarie per aggregato geopolitico

Come già evidenziato, il **petrolio** resta la fonte energetica più utilizzata a livello mondiale nonostante una progressiva diminuzione nella sua quota sui **consumi** primari d'energia.

L'incremento della domanda rispetto all'anno precedente è stato pari al 3,5% nel 2004 e all'1,3% nel 2005, con un andamento dei consumi per aggregato geopolitico piuttosto diversificato:

- nel biennio in esame la crescita dei paesi non OCSE avviene ad un tasso più elevato rispetto a quello dei paesi sviluppati; i consumi risultano particolarmente dinamici in Asia e nei paesi produttori (in particolare Medio Oriente e Russia);
- nell'ambito dei paesi OCSE la domanda rimane sostenuta in Nord America e ristagna nelle rimanenti aree; i dati del 2005 evidenziano una lieve contrazione in tutto l'aggregato che però continua ad assorbire il 56% dei consumi mondiali.

Si possono identificare tre grandi poli di consumo di petrolio:

1. il Nord America (26% circa dei consumi mondiali) dove, data la struttura degli agglomerati urbani, la maggioranza dei consumi di petrolio della regione è assorbita dal settore trasporti;
2. i paesi dell'Europa, che assorbono una quota dei consumi mondiali di quasi il 19% (circa 17% per i 25 paesi dell'Unione Europea) e dove, negli ultimi anni, si registra il crescente utilizzo di gasolio per motori diesel e la contestuale riduzione dei consumi di benzina;
3. l'Asia, che assorbe ormai il 27% della domanda globale di petrolio, superando il Nord America. Il petrolio rappresenta il 30% circa dei fabbisogni energetici dell'area. I consumi regionali sono trainati dalla domanda proveniente dalla Cina che, sebbene produca parte del petrolio che consuma, è costretta a ricorrere in misura sempre più massiccia alle importazioni. Vale la pena sottolineare, inoltre, che in Cina vige per i

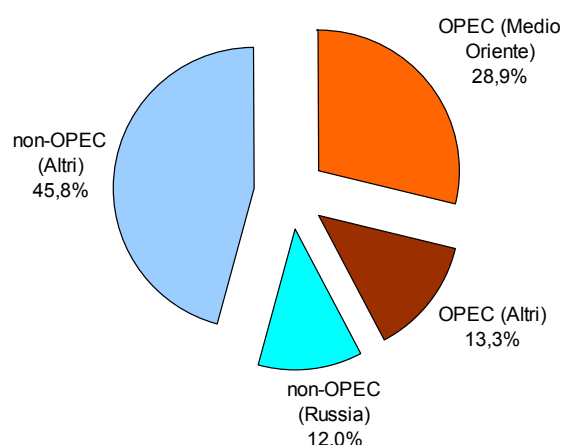
prodotti petroliferi un sistema di prezzi controllati al dettaglio che spesso risultano inferiori a quelli del mercato internazionale, con conseguenti necessità di razionamento. La crescente sostituzione di carbone e combustibili tradizionali non commerciali nel settore residenziale, l'aumento del reddito per una parte della popolazione che favorisce l'acquisto d'autoveicoli e altri elementi congiunturali menzionati nel paragrafo precedente si sono tradotti nel recente incremento della domanda petrolifera cinese. Analoghe situazioni si sono verificate in altri paesi asiatici ma con crescite dei consumi meno marcate.

La **produzione** mondiale di petrolio nel 2005 ha raggiunto 3987 milioni di tep (83,3 Mb/g), con un incremento dello 0,7 % rispetto al 2004 (anno in cui l'incremento percentuale annuo era stato del 4,5%). L'incremento ha interessato principalmente i paesi OPEC e i paesi dell'ex-Unione Sovietica. Per contro, la produzione degli altri paesi non-OPEC è diminuita complessivamente dell'1,4%.

All'interno dell'OPEC, tuttavia, il protrarsi del conflitto in Iraq ha determinato un lento rientro sul mercato di parte dell'output irakeno, che continua ad essere inferiore ai livelli del 2002, ed è in parte compensato da un aumento della produzione di Arabia Saudita, Kuwait, Iran, Emirati Arabi Uniti e Venezuela, dove la produzione è tornata ai livelli del 2002 dopo il blocco parziale verificatosi nel biennio 2003-2004. Un'analisi della struttura dell'offerta per aree geopolitiche evidenzia alcuni elementi che caratterizzano il mercato petrolifero internazionale (figura 1.5):

- l'OPEC copre oltre il 42% della produzione internazionale di petrolio e, in particolare, i paesi OPEC del Medio Oriente, contribuiscono per il 29% all'offerta annuale di greggio e derivati;
- tra i paesi non-OPEC, una quota consistente della domanda di petrolio è stata soddisfatta dalla Federazione Russa (12%), ormai al secondo posto nella graduatoria mondiale dei produttori, dietro l'Arabia Saudita (13,5% del totale);
- la produzione in Europa e nel Nord America mostra un declino irreversibile;
- l'offerta cresce in alcune aree dell'Africa (Algeria, Libia, Nigeria, Angola, Sudan) e dell'America latina (Venezuela, Ecuador e Messico);
- in prospettiva, l'offerta proveniente dal Golfo di Guinea e dai giacimenti brasiliani appare di particolare interesse data la prossimità geografica ai mercati nordamericano ed europeo.

Figura 1.5 – Produzione mondiale di petrolio. Anno 2005 (3987 Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Tabella 1.2 – Riserve provate di petrolio al 1 gennaio 2005. Primi 15 paesi

	<b>Miliardi di barili</b>	<b>Quota (%)</b>	<b>Riserve/Produzione (anni)</b>
Arabia Saudita	261,9	20,3	67,8
Canada	180,6	14,0	*
Iran	125,8	9,8	88,7
Iraq	115,0	8,9	*
Kuwait	101,5	7,9	*
Emirati Arabi	97,8	7,6	*
Venezuela	77,2	6,0	70,8
Russia	60,0	4,7	21,3
Libia	39,0	3,0	66,5
Nigeria	35,2	2,7	38,4
USA	29,7	2,3	11,1
Cina	18,2	1,4	13,4
Qatar	15,2	1,2	42,0
Messico	14,6	1,1	10,6
Algeria	11,3	0,9	16,7
Subtotale	<b>1183,6</b>	<b>91,9</b>	
Totale Mondo	<b>1287,3</b>	<b>100,0</b>	<b>43,9</b>

Comprende le riserve provate di sabbie bituminose del Canada.

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A

Le prospettive di lungo periodo della produzione sono legate alla disponibilità di risorse petrolifere. Pur trattandosi di quantità finite ed esauribili, la disponibilità accertata di risorse petrolifere nel sottosuolo a livello mondiale è tale da poter coprire la domanda ancora per parecchi anni<sup>4</sup>. Lo sfruttamento di riserve esistenti ma al momento ritenute non economiche dipenderà inoltre dall'andamento dei prezzi, dalle aspettative degli operatori sull'andamento degli stessi e dallo sviluppo di tecniche di estrazione più evolute.

La materiale accessibilità di molte di queste risorse è però ostacolata da problemi di natura geopolitica. Oltre il 56% delle riserve accertate è concentrato in Medio Oriente (tabella 1.2), e nel lungo termine crescerà la dipendenza dei paesi consumatori di petrolio da quelle aree.

L'attività di esplorazione, a lungo scoraggiata dal livello non remunerativo delle quotazioni del greggio, è attualmente frenata da altre cause (figura 1.6):

- in molti paesi produttori le compagnie petrolifere nazionali sovente gestiscono l'accesso alle risorse rispondendo a logiche politiche che portano ad escludere potenziali investitori;
- in altri casi, gli investimenti necessari per sfruttare al meglio le risorse petrolifere e per ampliare la capacità produttiva e di trasporto sono ingenti, ma in situazioni di conflitto come quelle in corso il rischio è tale da scoraggiare gli investitori.

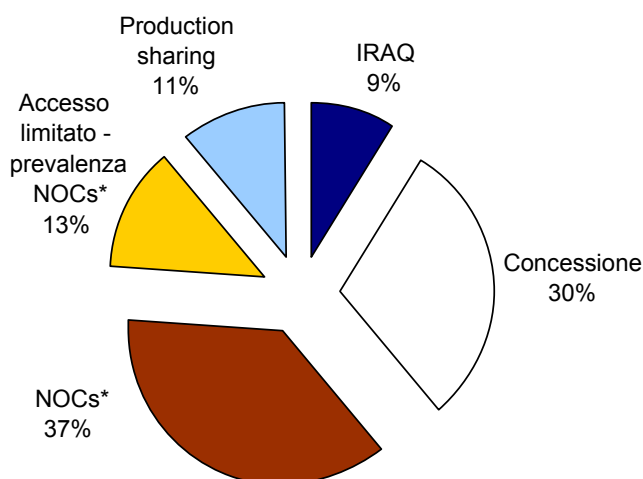
Un riflesso di questi problemi è che la capacità produttiva di riserva detenuta da alcuni paesi, principalmente l'Arabia Saudita, si è molto ridotta. Tale capacità di riserva, che negli ultimi 25 anni è stata spesso utilizzata per moderare le oscillazioni (sia verso l'alto che verso il basso) dei prezzi petroliferi, a fronte di una domanda crescente è sempre meno in grado di fronteggiare un sovrapporsi di "crisi" temporanee come quelle verificatesi negli ultimi anni.

Contemporaneamente, nonostante i profitti realizzati dalle compagnie petrolifere per il rialzo dei prezzi registratosi negli ultimi anni, queste, per i motivi elencati in precedenza, trovano crescenti difficoltà ad effettuare investimenti nei tradizionali paesi produttori.

La fase di prezzi elevati del greggio, tuttavia, rende conveniente lo sfruttamento di giacimenti che altrimenti resterebbero inutilizzati e aumenta la propensione ad effettuare attività di esplorazione.

<sup>4</sup> L'attendibilità dei dati ufficiali riguardanti le riserve petrolifere è da più parti messa in discussione. Tali stime si basano su dichiarazioni delle compagnie petrolifere e degli stessi paesi produttori: le prime hanno interesse a sovrastimare le proprie riserve per agevolare una migliore valutazione delle proprie quote azionarie; i secondi, in particolare alcuni paesi appartenenti all'OPEC, potrebbero sovrastimare l'ammontare delle proprie riserve per produrre una quota maggiore di petrolio senza violare gli accordi del cartello.

Figura 1.6 – Accesso alle riserve provate di petrolio. Anno 2005



\* National Oil Companies

Fonte: AIE - World Energy Outlook (WEO) 2006

Sino ad ora il progresso della tecnologia, e periodi sufficientemente lunghi di prezzi del greggio sostenuti, hanno giocato a favore di un ampliamento delle risorse economicamente sfruttabili e presumibilmente questi fattori resteranno in gioco negli anni a venire. Sicuramente le riserve "convenzionali" più a buon mercato si vanno rapidamente esaurendo, e da tempo si parla dell'imminenza del culmine della produzione di petrolio convenzionale: in realtà le previsioni su quando ciò avverrà variano dal prossimo anno fino al 2035 e oltre. Ciò che appare al momento chiaro è che le quantità di greggio disponibili a seguito delle scoperte di nuovi giacimenti già da molti anni sono inferiori agli incrementi di produzione.

Per il futuro un contributo crescente al soddisfacimento della domanda verrà dallo sfruttamento di ingenti risorse di petrolio non convenzionale che includono:

- petrolio pesante, scisti e sabbie bituminose (circa 1150 miliardi di barili, secondo stime CERA-Cambridge Energy Research Associates)<sup>5</sup>;
- giacimenti artici e in acque profonde (circa 180 miliardi di barili secondo stime CERA).

La dislocazione geografica delle risorse di petrolio non convenzionale potrebbe, in futuro, rivoluzionare completamente la geopolitica dei mercati petroliferi, attenuando il potere di mercato dei paesi OPEC e le pressioni sui prezzi che derivano dalle tensioni geopolitiche. Va detto che tali risorse hanno costi di produzione ingenti (20-40 \$/barile)<sup>6</sup> e il loro sfruttamento pone problemi di tutela dell'ambiente.

Se il prezzo di equilibrio di lungo termine del greggio fosse 40 \$/barile, la produzione di petrolio non convenzionale diverrebbe meno problematica. La produzione attuale (1 Mb/g di petrolio da sabbie bituminose in Canada e 0,6 Mb/g da petrolio pesante in Venezuela) potrebbe incrementare, ma con tempi di crescita dell'offerta lunghi (la produzione canadese potrebbe triplicare ma solo entro il 2025). In realtà lo sviluppo della produzione da petrolio non convenzionale non appare al momento frenato dalle aspettative sull'andamento dei prezzi, bensì da altri aspetti quali la necessità di gas e acqua per il processo di produzione e la protezione dell'ambiente<sup>7</sup>.

<sup>5</sup> Le riserve di petrolio pesante presenti in Venezuela sono spesso classificate come petrolio convenzionale. Gran parte delle risorse di petrolio non convenzionale sono presenti in moltissimi paesi sotto forma di scisti bituminosi. Le risorse che mostrano un potenziale di sfruttamento nel breve periodo sono le sabbie bituminose della provincia dell'Alberta (Canada): secondo i dati AIE riportati nel World Energy Outlook 2006, tali risorse ammontano a 375 miliardi di barili (175 miliardi di barili di riserve provate).

<sup>6</sup> 16-33 \$/barile per le sabbie bituminose dell'Alberta, secondo quanto riportato dal World Energy Outlook 2006.

<sup>7</sup> Dati e considerazioni relativi al petrolio "non convenzionale" sono tratti da: Royal Swedish Academy of Sciences "Statements on oil" 14 ottobre 2005.

Il mercato del **gas naturale** si caratterizza per la presenza di tre importanti poli di consumo: il Nord America, che nel 2005 ha assorbito circa il 26%, della domanda complessiva, i paesi dell'ex Unione Sovietica (22,8%), e l'Europa, con il 20% dei consumi mondiali (18% per i 25 paesi UE dove il gas naturale è la seconda fonte primaria per ordine di importanza).

I paesi asiatici, la cui domanda è attualmente la metà di quella nordamericana, fanno registrare tassi di incremento impressionanti e, in prospettiva, si configurano come uno dei mercati emergenti.

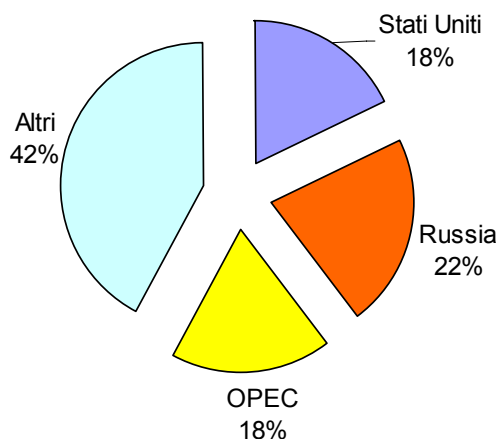
Il mercato nordamericano, tendenzialmente stagnante negli ultimi anni, evidenzia il raggiungimento dei limiti nella capacità d'offerta del gas sul versante interno. Una domanda di gas nel complesso elevata (che peraltro si rivolge in crescente misura verso le importazioni di GNL, il più costoso gas in forma liquida) ha continuato a causare tensioni sui prezzi, che hanno a loro volta favorito, laddove possibile, la sostituzione di questa fonte con altre più competitive.

Un discorso simile vale per il Giappone, un altro paese dove il consumo di gas è aumentato negli ultimi anni solamente quando era necessario per supplire alla temporanea diminuzione della produzione elettronucleare (a causa di fermate sia previste che accidentali delle centrali). In tutte le altre aree geografiche, il tasso di crescita della domanda di gas naturale è stato relativamente sostenuto. La crescita è stata particolarmente robusta là dove i valori di partenza (sia in assoluto che in percentuale) erano più bassi ed allo stesso tempo esiste una relativa disponibilità della risorsa a livello locale (America latina, Medio Oriente, Asia e Nord Africa).

La **produzione di gas naturale**, nel 2005, ha raggiunto i 2366 Mtep con un incremento complessivo a livello mondiale del 2% rispetto al 2004.

Stati Uniti, paesi OPEC e Russia producono quasi il 60% del fabbisogno annuale a livello mondiale (figura 1.7). La crescita della produzione risulta particolarmente dinamica nei paesi OPEC, in America latina e in molti paesi africani; in Russia, primo produttore mondiale, la produzione cresce lentamente mentre risulta in declino in Nord America ed Europa.

Figura 1.7 - Produzione mondiale di gas naturale. Anno 2005 (2366 Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

L'Asia ha prodotto circa l'11,7% del gas estratto nel mondo nel 2005 e visto complessivamente crescere la propria produzione del 6,4%. I maggiori produttori della regione sono l'Indonesia e la Malesia (che insieme producono più del 5% dell'output mondiale di gas) seguite da Cina ed India (con quote di oltre l'1% del totale mondiale ciascuna). Questi ultimi due paesi coprono una buona parte della loro domanda interna con la produzione nazionale: in realtà in Cina la domanda è, al momento, limitata dall'offerta nazionale e resterà così fintanto che i gasdotti programmati o in costruzione non saranno realizzati.

Tabella 1.3 – Riserve provate di gas naturale al 1 gennaio 2005. Primi 20 paesi

	<b>10<sup>12</sup> m<sup>3</sup></b>	<b>Quota (%)</b>	<b>Riserve/Produzione (anni)</b>
Russia	<b>46,80</b>	26,3	81,5
Iran	<b>26,50</b>	14,9	*
Qatar	<b>25,78</b>	14,5	*
Arabia Saudita	<b>6,75</b>	3,8	*
Emirati Arabi	<b>6,05</b>	3,4	*
Nigeria	<b>5,60</b>	3,1	*
USA	<b>5,49</b>	3,1	9,8
Algeria	<b>4,56</b>	2,6	55,4
Venezuela	<b>4,23</b>	2,4	*
Indonesia	<b>3,82</b>	2,1	34,9
Iraq	<b>3,17</b>	1,8	*
Norvegia	<b>3,14</b>	1,8	30,4
Turkmenistan	<b>2,90</b>	1,6	53,1
Malesia	<b>2,52</b>	1,4	45,7
Kazakhstan	<b>1,90</b>	1,1	*
Uzbekistan	<b>1,85</b>	1,0	33,3
Cina	<b>1,83</b>	1,0	54,7
Egitto	<b>1,76</b>	1,0	69,1
Paesi Bassi	<b>1,67</b>	0,9	21,7
Canada	<b>1,60</b>	0,9	8,8
<b>Subtotale</b>	<b>158,00</b>	<b>88,8</b>	
<b>Totale mondo</b>	<b>177,99</b>	<b>100,0</b>	<b>66,7</b>

\*Più di 100 anni

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

L'ammontare delle riserve mondiali di gas non sembra evidenziare imminenti problemi di scarsità o di declino della produzione (tabella 1.3). Tuttavia, analogamente al caso del petrolio, la ripartizione delle riserve sembra favorire, in prospettiva, una concentrazione della produzione nei paesi OCSE del Medio Oriente e in quelli dell'ex-Unione Sovietica.

Il consumo di **carbone** nel 2005 è aumentato del 5,1% sotto l'impulso della crescita dei consumi cinesi, a cui è dovuto il 73% dell'incremento totale. Con l'esclusione dei paesi europei, si registra una crescita dei consumi in quasi tutte le aree del mondo. Tale crescita, in alcune zone molto contenuta, conferma ciò che oramai appare come un'inversione di tendenza rispetto quella della seconda metà degli anni Novanta.

I consumi si concentrano prevalentemente in Asia (55% della domanda complessiva). La Cina da sola assorbe il 37% dei consumi complessivi, gli Stati Uniti il 19% e l'Europa il 13%. Il carbone infine, costituisce una quota ineliminabile del mix energetico di altri grandi paesi (prevalentemente produttori) quali l'India, l'Australia e il Sudafrica.

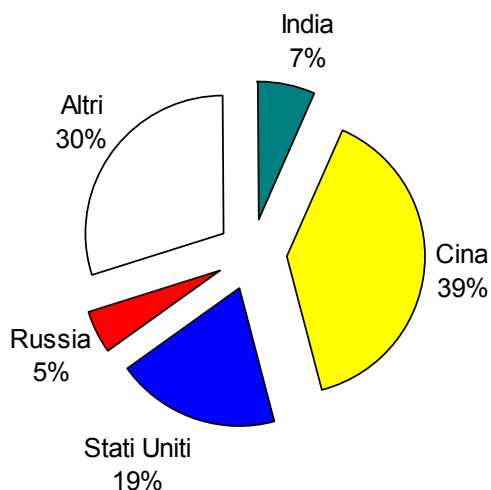
L'utilizzo prevalente del carbone è legato alla generazione d'energia elettrica; in alcuni paesi è diffuso l'uso del carbone nel settore industriale (soprattutto siderurgico), mentre in Cina è forte anche la domanda proveniente dal settore residenziale per il riscaldamento degli ambienti.

È interessante notare che anche in Giappone i consumi di carbone sono cresciuti negli ultimi anni. La necessità di una maggiore diversificazione delle fonti d'approvvigionamento, la ricerca di fonti energetiche meno costose in una fase di prezzi energetici crescenti hanno favorito il ricorso al carbone anche in un Paese piuttosto attento ai problemi ambientali.

Contrariamente alle attese, queste ragioni e lo sviluppo di tecnologie pulite per l'utilizzo del carbone nella generazione elettrica non sono stati sufficienti a far sì che i consumi di carbone aumentassero in Europa, dove subiscono una leggera contrazione da un paio di anni.

A fronte dell'incremento della domanda mondiale nel 2005, anche la produzione è cresciuta per il quinto anno consecutivo (figura 1.8). L'incremento del 5,4% rispetto al 2004 è attribuibile essenzialmente all'impulso della produzione cinese e degli altri paesi dell'Asia, a cui è dovuto l'85% dell'incremento totale. Con ritmi più contenuti la crescita dei consumi coinvolge tutte le altre aree geopolitiche con l'eccezione dell'Europa dove la produzione si contrae. Alla crescita hanno prevalentemente contribuito gli aumenti della produzione statunitense, russa ed australiana. Le variazioni nelle altre aree, pur significative in qualche caso in termini percentuali, non hanno forte impatto sui valori assoluti.

Figura 1.8 – Produzione mondiale di carbone. Anno 2005 (2891 Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Tabella 1.4 – Riserve provate di carbone al 1 gennaio 2005. Primi 11 paesi

	Milioni di tonnellate	Quota (%)	Riserve/Produzione (anni)
USA	213316	27,1	245
Russia	146560	18,6	*
Cina	95900	12,2	59
India	72733	9,2	229
Sud Africa	55333	7,0	201
Australia	49200	6,2	215
Ucraina	32415	4,1	424
Kazakhstan	31000	3,9	360
Germania	24000	3,0	32
Polonia	12113	1,5	87
Brasile	11950	1,5	*
Sub-totale	744520	94,4	
<b>Totale mondiale</b>	<b>788306</b>	<b>100,0</b>	<b>164</b>

\*Più di 500 anni

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

L'esistenza d'imponenti riserve di giacimenti in molte aree del mondo geopoliticamente sicure e l'assenza per i prossimi 100-200 anni di preoccupazioni legate all'esaurimento di questa risorsa (tabella 1.4) fanno sì che l'elemento sicurezza dell'approvvigionamento e quello della scarsità incidano ben poco sul prezzo. Questi fattori, in una fase in cui petrolio e gas seguono traiettorie di prezzo ascendenti, hanno reso di nuovo interessante questo combustibile, il cui uso, come si è visto, ha ripreso crescere anche nei paesi sviluppati.

Un'altra importante fonte energetica è data dalle **biomasse** e dai rifiuti. L'utilizzo di questa risorsa nei paesi sviluppati dell'OCSE è stimato con ragionevole approssimazione e sempre più spesso figura nelle statistiche ufficiali e nei bilanci energetici giacché ha un evidente valore commerciale, un mercato ed un prezzo. Più difficile risulta una stima di questa fonte per il resto del mondo, dove nella maggioranza dei casi non sono commercializzate: trattasi di biomasse come la legna da ardere, le deiezioni animali ed altri sottoprodotti agricoli che vengono regolarmente raccolti ed utilizzati come combustibili per riscaldare ambienti e per la cottura di cibi.

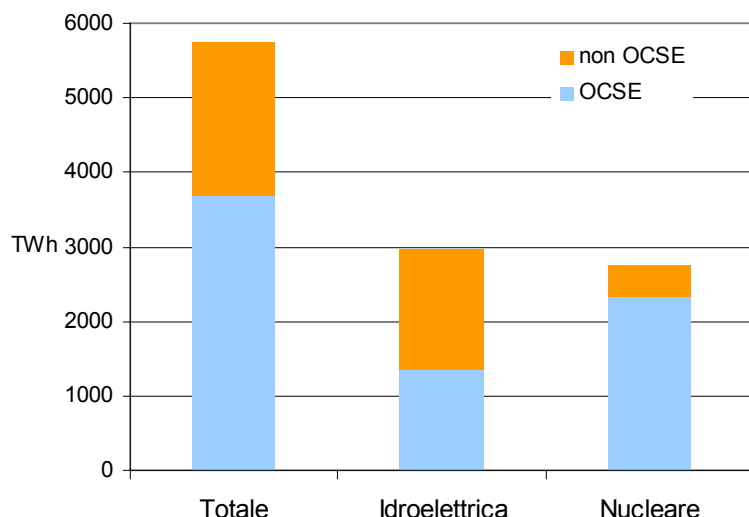


Tale risorsa rappresenta circa il 10,4% dell'energia primaria consumata globalmente ed in alcune aree del mondo, come l'Africa o Asia meridionale, è una risorsa critica per la sopravvivenza d'interi popolazioni, coprendo fra il 38% ed il 45% del loro fabbisogno energetico. Ciò non è il caso per i paesi dell'OCSE, dove mediamente tale risorsa copre non oltre il 3,5% del fabbisogno totale, anche se in alcuni paesi industrializzati la quota può essere ben superiore. Le aree più forti consumatrici risultano essere l'Asia orientale e meridionale, l'Africa sub-sahariana. La crescita del consumo di questa risorsa nel 2005 è stata stimata globalmente all'1,3%, con incrementi più elevati nell'Unione Europea in alcune aree dell'Europa orientale.

Il quadro cambia di poco per quanto riguarda la produzione di questa risorsa, per lo più prodotta e consumata localmente. I principali produttori sono i paesi dell'Asia sud-orientale e dell'Africa sub-sahariana, ma i principali incrementi di produzione si verificano nei paesi dell'ex Unione Sovietica ed in Europa, il che indica che questa risorsa è già sfruttata al limite della sua capacità di riproduzione nelle aree che ne fanno un uso più consistente. È noto che in molte di queste aree i limiti di un uso sostenibile della risorsa siano stati oltrepassati, con crescenti rischi su scala territoriale in termini di desertificazione, impoverimento e fragilizzazione dei suoli, alluvioni disastrose.

Nel 2005 quasi il 9% del consumo d'energia primaria è stato soddisfatto da **energia elettrica primaria**, costituita principalmente da energia idroelettrica o elettro-nucleare, ma anche in piccola misura da energia eolica, geo-termoelettrica, e fotovoltaica (figura 1.9).

Figura 1.9 – Produzione di elettricità primaria. Anno 2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Il 74% di tale consumo è avvenuto nei paesi dell'OCSE, dove la produzione elettro-nucleare ha un forte peso e dove in pratica tutto il potenziale di risorse idroelettriche è già sfruttato. Più del 28% del totale mondiale dell'elettricità primaria è utilizzato nei 25 paesi dell'UE. I paesi europei dell'ex Unione Sovietica utilizzano un altro 8,2%, mentre il Nord America assorbe il 29,5%, l'Asia complessivamente quasi il 22%. Non essendo l'elettricità un vettore energetico di facile stoccaggio, la produzione d'elettricità primaria in pratica segue l'andamento dei consumi. Come accade anche per le altre fonti primarie, l'incremento dei consumi è stato molto meno intenso nei paesi sviluppati dell'OCSE.

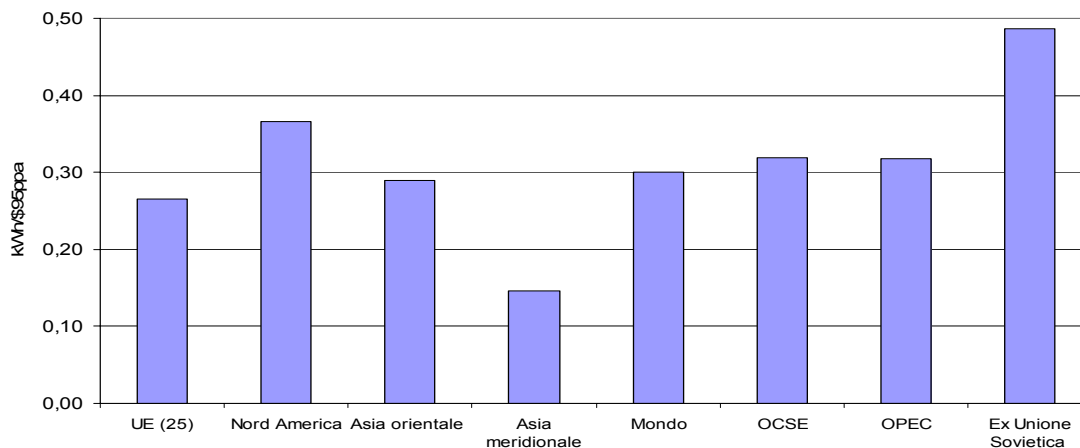
Relativamente alla produzione di energia elettrica primaria, grandi margini di sviluppo si prospettano in Asia (completamento di grandi bacini idroelettrici in Cina e sviluppo del programma nucleare indiano) e in America latina soprattutto per lo sfruttamento delle risorse idriche locali. La produzione idroelettrica attuale si concentra principalmente in Nord America e Asia (per entrambe poco meno del 23% della produzione mondiale). L'America latina e l'Unione Europea producono circa il 23% e l'11%, rispettivamente. I primi 4 paesi Produttori (Cina, Canada, Brasile, Stati Uniti, nell'ordine) producono il 46% dell'energia idroelettrica a livello mondiale.

I paesi OCSE (principalmente Stati Uniti, Francia, Giappone, Germania) producono l'84% dell'energia nucleare del mondo. Tra i paesi meno sviluppati, la produzione dei paesi dell'ex Unione Sovietica copre circa il 10% del totale mondiale e quella cinese poco meno del 2%.

### La produzione di energia elettrica

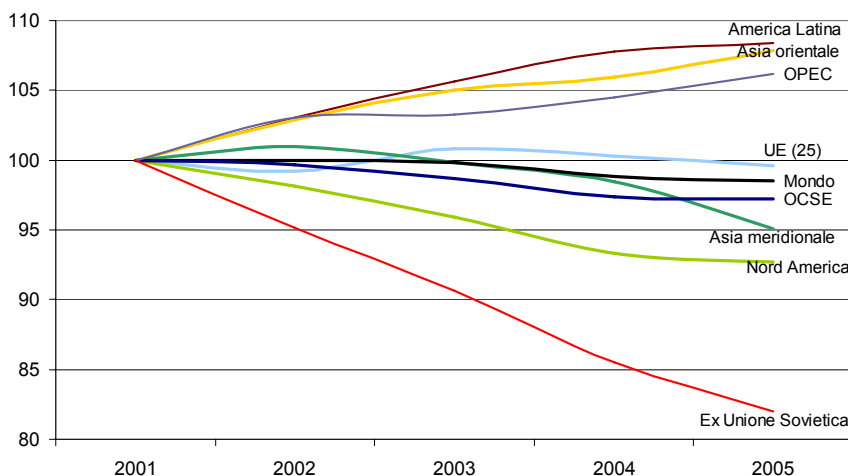
La produzione elettrica mondiale, sia primaria che d'origine termoelettrica, ha seguito un andamento simile a quello della domanda d'energia nel suo insieme con un tasso di crescita leggermente più basso rispetto a quello del PIL, e questo comporta una riduzione dell'intensità elettrica a livello globale. Il confronto tra i dati sul livello di intensità elettrica e l'andamento degli ultimi anni (figure A e B) evidenzia una tendenza al riallineamento dei valori di tale indicatore con una drastica riduzione per quelle regioni che partono da livelli elevati (ex URSS, Nord America e in generale paesi OCSE) e un incremento per le regioni che partono da livelli più bassi (Asia Orientale e America Latina). I paesi dell'Asia meridionale (tra i quali un peso particolarmente rilevante riveste l'India) con livelli di intensità energetica particolarmente bassi, mostrano una tendenza alla riduzione dei valori dell'indicatore causata sia dalla rapida crescita economica che dalle difficoltà di sviluppo del settore elettrico che al momento rappresenta uno dei maggiori vincoli ad una ancor più marcata crescita di competitività del settore terziario nella regione.

Figura A - Intensità elettrica per area geografica 2005 (kWh/\$95ppa)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Figura B - Andamento dell'intensità elettrica per area geografica. Numeri indice 2001=100



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Tabella A – Produzione di energia elettrica per fonte (TWh)						
	2001			2005		
	non-OCSE	OCSE	Totale	non-OCSE	OCSE	Totale
Idroelettrico	1351	1284	2635	1625	1352	2977
Nucleare	363	2274	2637	432	2333	2764
Petrolio	595	550	1145	662	532	1194
Gas	1318	1682	3001	1749	1908	3657
Carbone	2309	3522	5830	3255	3935	7190
Eolico Solare Geotermico	22	68	90	25	123	148
Altro	25	148	173	33	176	209
TOTALE	5983	9528	15511	7781	10359	18139

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Tra il 2001 e il 2005 la produzione di energia elettrica a livello mondiale è passata da 15.511 TWh a 18139 TWh (+4,2% all'anno) (Tabella A).

Più di due terzi di tale incremento sono stati realizzati nei paesi non-OCSE nei quali si è registrato un tasso di crescita annuo pari al 7,6%. L'incremento nei paesi OCSE è stato più contenuto e, sebbene il 57% della produzione mondiale di elettricità avvenga nei paesi industrializzati, la tendenza recente evidenzia il progressivo modificarsi delle quote di produzione a favore delle economie emergenti. La produzione da fonti rinnovabili non idroelettriche (l'83% del totale mondiale è realizzato nei paesi OCSE) continua a crescere in misura più marcata nei paesi sviluppati; per tutte le altre modalità di generazione i paesi non-OCSE hanno fatto registrare tassi di incremento della produzione più pronunciati.

Particolarmente rilevante, anche per l'impatto ambientale che tale attività comporta, risulta l'incremento di generazione termoelettrica da combustibili solidi (+5,8% l'anno), realizzato per il 70% nei paesi non-OCSE (+10,2% l'anno) e pari a circa il 52% dell'incremento totale della produzione elettrica.

Nel complesso, nel 2005 la produzione mondiale di elettricità è realizzata per il 31% attraverso le due maggiori fonti elettriche primarie, per il 67% da produzione termoelettrica e per il restante 2% da altre fonti non convenzionali e rinnovabili. Le modalità di produzione sono molto diverse nelle varie aree geografiche e, schematicamente, si può evidenziare che:

- la produzione termoelettrica nei paesi non OCSE copre il 73% del totale (il carbone da solo il 42%), nei paesi OCSE tale quota scende al 61%;
- la produzione nucleare e idroelettrica è pari al 36% del totale nei paesi OCSE e scende al 27% nei paesi meno industrializzati;
- la produzione geotermica, eolica, fotovoltaica e da fonti non convenzionali coinvolge quasi esclusivamente i paesi OCSE nei quali raggiunge il 3% del totale.

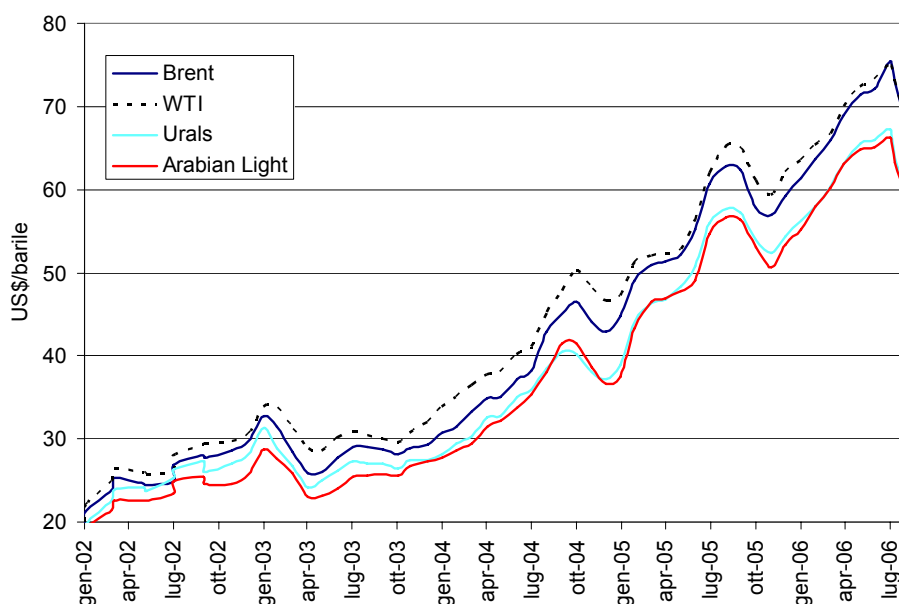
### 1.1.3 Andamento dei prezzi delle fonti fossili

I **prezzi** delle principali qualità di petrolio greggio, nel 2005 e nei primi nove mesi del 2006, hanno continuato a crescere, come illustrato nella figura 1.10, allo stesso ritmo dei due anni precedenti, rimanendo per un lungo periodo sopra la soglia dei 70 \$/b.

Nell'estate del 2006 il prezzo dei marker West Texas Intermediate e Brent hanno superato per un breve periodo, in coincidenza con la fase di massima tensione diplomatica con l'Iran, i 77 \$/b. Negli ultimi mesi del 2006, grazie al rallentamento della domanda, all'allentamento delle tensioni diplomatiche e politiche in Iran e Nigeria e alla ricostituzione di un livello ottimale di scorte nei paesi OCSE, le quotazioni sono scese nuovamente ai pur elevati livelli dell'inverno 2006.

L'andamento è comune ai marker di riferimento, e a quelli di qualità inferiore che coprono una quota importante dell'offerta mondiale (Urals e Arabian Light).

Figura 1.10 – Prezzo del petrolio



Fonte: elaborazione ENEA su dati di varia provenienza

La crescita dei prezzi dei marker di riferimento determina tuttavia un ampliamento dei differenziali di prezzo con i greggi di qualità inferiore. Il divario diviene tanto più marcato quanto più è netta la differenza qualitativa tra i petroli considerati (figura 1.11).

L'ampliamento dei differenziali di prezzo segnala una mancanza di corrispondenza tra qualità di greggio prodotto e qualità domandate dal sistema di raffinazione.

In primo luogo, vale la pena sottolineare che la produzione attuale è composta prevalentemente (40%) da greggio di qualità *Medium and Sour* (media viscosità e contenuto di zolfo medio-alto) e che l'offerta di greggio di qualità *Light and Sweet* (bassa densità e basso contenuto di zolfo) è diminuita negli ultimi dieci anni a fronte di un aumento dell'offerta di greggio pesante e ad alto contenuto di zolfo<sup>8</sup>.

Contestualmente la domanda mondiale di distillati leggeri (e medi) è aumentata negli ultimi dieci anni a fronte di una riduzione della domanda di olio combustibile<sup>9</sup>; l'incremento è generalizzato a tutte le aree geografiche e in molti paesi procede parallelamente ad un inasprimento delle normative ambientali atto a diminuire il contenuto di zolfo dei combustibili.

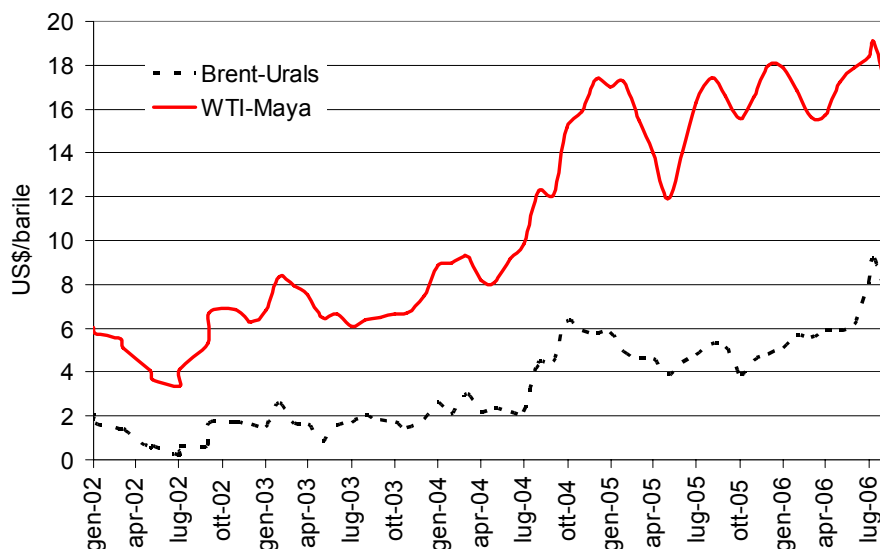
Data la situazione di mercato descritta in precedenza, in presenza di aumenti del prezzo del greggio, il sistema di raffinazione è incentivato a produrre una frazione maggiore di distillati medi e leggeri (per i quali la domanda è in crescita) piuttosto che olio combustibile, soggetto alla concorrenza di prodotti alternativi derivati da altre fonti energetiche e inadatto ad assorbire una completa traslazione dei rincari della materia prima.

I raffinatori, pur in presenza di una certa flessibilità circa il mix di greggi che gli impianti possono trasformare, sono propensi a pagare un premio crescente ai greggi *light and sweet* e poco propensi ad acquistare greggi di qualità *heavy and sour*.

<sup>8</sup> Eni, World Oil and Gas Review -2006.

<sup>9</sup> BP Statistical Review of World Energy, giugno 2006.

Figura 1.11 – Differenziali nei prezzi di alcune qualità di greggio



Fonte: elaborazione ENEA su dati di varia provenienza

Il meccanismo appena descritto spiega i differenziali di prezzo tra greggi di qualità differente; tuttavia, va osservato che sulla crescita delle quotazioni del petrolio hanno influito principalmente:

- la forte crescita della domanda;
- il restringimento dei margini di capacità produttiva inutilizzata dei paesi dell'OPEC;
- il potere di mercato dei paesi mediorientali presso i quali si concentra una quota crescente del greggio estraibile.

Una serie di altri fattori, destinati a permanere nel breve-medio termine, sostengono i prezzi:

- il mancato adeguamento della capacità degli impianti di raffinazione che servono i principali mercati OCSE, e l'Asia;
- il perdurare della situazione d'incertezza geopolitica in Medio Oriente e in altre aree di produzione d'idrocarburi in Africa e America latina.

La variabilità delle quotazioni nel biennio 2004-2006 è stata amplificata da movimenti speculativi particolarmente reattivi rispetto a fattori contingenti, inclusi quelli meteorologici.

Il reale impatto della speculazione finanziaria sul rincaro dei prezzi del greggio è difficile da valutare e forse leggermente sopravvalutato; si deve comunque tenere conto del fatto che gran parte del greggio commercializzato sul mercato internazionale è venduto dalle compagnie petrolifere a *trader* indipendenti che, a loro volta, trasferiscono il petrolio ai raffinatori attraverso una catena di passaggi intermedi. Il prezzo di riferimento in tutti questi passaggi è legato a quello dei marker Brent e WTI, le uniche qualità di petrolio trattate sui mercati a termine di New York (NIMEX) e Londra (International Petroleum Exchange - IPE).

La quasi totalità dei contratti a termine stipulati al NIMEX non prevede la consegna di petrolio reale. Il massiccio afflusso di capitali su questi mercati, avvenuto negli anni più recenti, fa sorgere il timore che l'aumento dei prezzi del greggio sia almeno parzialmente frutto di una bolla speculativa. I contratti derivati sul Brent trattati all'IPE hanno raggiunto un volume pari a cinque volte il totale dell'estrazione petrolifera giornaliera mondiale.

Paradossalmente, mentre il Brent raggiunge volumi sempre maggiori sul mercato dei titoli derivati, le consegne effettive di questa qualità di greggio sono in netta diminuzione. Sebbene il Brent rappresenti meno dello 0,5% del volume di produzione complessivo, il suo prezzo (e quello del WTI) determina quello di gran parte della produzione petrolifera mondiale. Altri elementi di valutazione rafforzano l'ipotesi di una parziale influenza della bolla speculativa nella recente crescita dei prezzi del greggio, amplificata da aspettative "rialziste" degli operatori finanziari.

Infatti, i marker di riferimento, fanno registrare differenziali di prezzo positivi anche nei confronti di tipologie di greggio di qualità superiore: poiché tali differenziali non possono essere giustificati da elementi qualitativi, risulta immediato collegare tale fenomeno all'influenza della speculazione finanziaria sul prezzo di WTI e Brent.

L'ascesa dei prezzi del petrolio, continua a creare grande preoccupazione per l'effetto deprimente sulla crescita economica a livello mondiale e per il suo potenziale inflazionistico. Di fatto, se il picco di prezzo raggiunto di recente ha un impatto psicologico notevole, esso resta inferiore ai valori raggiunti durante la crisi del 1980 in termini di dollari a prezzi 2005; ciò spiega in parte per quale ragione, nonostante i prezzi siano in continua crescita dal 2001 la crescita economica ne ha risentito solo parzialmente. Inoltre, dal momento che i prezzi del greggio sono quotati in dollari, le economie dell'area dell'euro sono state in parte schermate rispetto all'impatto degli alti prezzi del greggio dal rafforzamento della valuta europea nei confronti del dollaro. Un'altra ragione per il limitato impatto dei prezzi del petrolio sulla crescita è che dal primo shock petrolifero del 1973 ad oggi, l'intensità energetica dell'economia mondiale si è notevolmente ridotta e quella dei paesi OCSE si è addirittura dimezzata.

Sulla base di questi fattori molti analisti prevedono un prezzo prossimo ai 63 dollari per buona parte del 2007<sup>10</sup>.

Per quanto riguarda l'evoluzione del mercato petrolifero nel lungo periodo si rimanda al paragrafo 1.1.2 per una trattazione articolata del problema della consistenza delle riserve petrolifere.

Vale la pena ricordare che, al momento, uno dei problemi principali è la materiale accessibilità di molte di queste riserve, ormai completamente nazionalizzate e concentrate in un'area geopoliticamente instabile come il Medio Oriente.

La possibilità di effettuare investimenti aventi tempi di ritorno lunghissimi in un quadro molto incerto determinerà l'evoluzione del mercato petrolifero.

Esso si era caratterizzato nel passato per rilevanti margini di capacità produttiva inutilizzata che l'Arabia Saudita manovrava per mantenere stabile il prezzo in situazioni di tensione dei mercati (prima guerra del golfo, crisi del Venezuela). La lunga fase in cui il prezzo del petrolio è rimasto sotto i 10 \$ al barile (dopo la crisi delle economie asiatiche del 1997) ha indotto gli operatori a ritenere che l'eccedenza dell'offerta sarebbe durata a lungo: ciò ha determinato una programmazione insufficiente degli investimenti e la crescita della domanda ha progressivamente annullato l'eccesso di capacità produttiva. Secondo alcuni esperti il problema non riguarda solo la diminuzione dei margini di capacità produttiva ma anche le restrizioni dal lato dell'offerta relative a tutta la catena produttiva (piattaforme, serbatoi, ingegneri e personale specializzato, raffinerie).

Nonostante la crescita dei prezzi, non è detto che la capacità produttiva (in tutta la filiera) si adegui rapidamente. In primo luogo l'economia mondiale sembra aver ben reagito alla crescita dei prezzi; in secondo luogo, il timore di far scendere troppo velocemente i prezzi frena gli investitori. Le principali compagnie petrolifere occidentali sono in una situazione di attesa per evitare che prezzi troppo bassi rendano non profittevoli gli investimenti.

I paesi OPEC non hanno interesse a ricostituire i margini di capacità inutilizzata perché temono una discesa rapida dei prezzi e perché i proventi degli alti prezzi del petrolio sono utilizzati per programmi di *welfare* atti a moderare la pressione sociale innescata dalla crescita demografica e dalle magre entrate degli ultimi anni.

Molti di questi paesi sono interessati a massimizzare i profitti delle riserve nel breve periodo perché ne posseggono una quantità relativamente limitata. Solo l'Arabia Saudita ha interesse a mantenere stabile il prezzo per evitare che la domanda si orienti verso fonti alternative o verso paesi non-OPEC. La posizione dell'Arabia è giustificata dalla necessità di ottimizzare i profitti in un'ottica di lungo periodo compatibile con il pieno sfruttamento delle ingenti riserve che essa possiede. La compagnia di Stato (ARAMCO) ha avviato un piano di investimenti ed esplorazioni atto a ricostituire margini di capacità produttiva a 1,5-2 Mb/g<sup>11</sup>. Dopo le fusioni degli anni precedenti, e in seguito alla prolungata fase di crescita del prezzo del petrolio, le compagnie petrolifere occidentali registrano alti profitti, alte quotazioni di borsa e distribuiscono ricchi dividendi agli azionisti.

---

<sup>10</sup> Cambridge Energy Research Associates, Market Briefing - 12 settembre 2006.

<sup>11</sup> The Economist, Oil in troubled waters, Aprile 2005.

Tabella 1.5 – Le prime 20 compagnie petrolifere per ammontare di riserve possedute.  
Anno 2003

Compagnia	Nazionalità	Proprietà statale (%)	Riserve (migliaia di barili)
<b>Saudi Aramco</b>	Arabia Saudita	100	259400
<b>NIOC</b>	Iran	100	125800
<b>INOC</b>	Iraq	100	115000
<b>KPC</b>	Kuwait	100	99000
<b>PDV</b>	Venezuela	100	77800
<b>Adnoc</b>	EAU	100	55200
<b>Libya NOC</b>	Libia	100	22700
<b>NNPC</b>	Nigeria	100	21200
<b>Pemex</b>	Messico	100	16000
<b>Lukoil</b>	Russia	8	16000
<b>Gazprom</b>	Russia	73	13600
<b>Exxon Mobil</b>	Stati Uniti	-	12900
<b>Yukos*</b>	Russia	-	11800
<b>PetroChina</b>	Cina	90	11000
<b>Qatar Petroleum</b>	Qatar	100	11000
<b>Sonatrach</b>	Algeria	100	10500
<b>BP</b>	Regno Unito	-	10100
<b>Petrobras</b>	Brasile	32	9800
<b>Chevron Texaco</b>	Stati Uniti	-	8600
<b>Total**</b>	Francia	-	7300

\* Attualmente in liquidazione per bancarotta

\*\* Esclusa la controllata Unocal

Fonte: The Economist su dati Petroleum Intelligence Weekly

Questo ultimo elemento lascia ritenere che le compagnie petrolifere occidentali siano ricche a livello finanziario ma povere in termini di opportunità in quanto hanno necessità di ricostituire le proprie riserve (tabella 1.5). Una quota rilevante degli investimenti programmati per i prossimi anni verrà utilizzata per rimpiazzare la produzione dei giacimenti in declino.

Gran parte della produzione delle compagnie petrolifere occidentali proviene dalle aree non OPEC (Alaska, Mare del Nord ecc.) che entrarono in attività all'inizio degli anni settanta ma che adesso fanno registrare un rapido declino della produzione. I costi per incrementare il potenziale di sfruttamento e per la manutenzione stanno diventando sempre meno sostenibili per le compagnie.

L'attività di esplorazione si è quindi concentrata su nuove aree (Africa occidentale, Mar Caspio, petrolio offshore a grande profondità al largo del Brasile). In queste aree le difficoltà tecniche di estrazione rendono necessari ingenti investimenti e l'utilizzo di tecniche all'avanguardia. In altre aree dove l'estrazione risulterebbe più agevole (Venezuela e Russia), il contesto di incertezza politica e il quadro legislativo in rapido cambiamento non favorisce le attività di esplorazione; l'ammontare di riserve localizzate in Russia, tuttavia, è circa il 5,5% del totale mondiale: ne consegue che l'attuale ritmo di produzione dovrà necessariamente declinare nel prossimo futuro. Il problema principale per le compagnie petrolifere occidentali è la difficoltà di sfruttamento delle riserve concentrate nelle mani di società a controllo statale (tabella 1.5).

Inoltre, la creazione di compagnie di Stato sta creando anche problemi di accesso al mercato. Tali compagnie (*National Oil Companies* - NOCs) acquistano tecnologie dalle società di servizi e competono con le compagnie petrolifere occidentali nella ricerca di nuovi giacimenti da esplorare. Tale strategia accomuna sia le compagnie dei paesi che possiedono riserve (spinti dalla possibilità di finanziare i sistemi di *welfare* nazionale attraverso maggiori entrate dall'industria petrolifera) sia le compagnie dei paesi che non posseggono riserve e che sono incentivati dal problema dell'*energy security*.

L'assetto attuale del mercato porta quindi alcuni analisti<sup>12</sup> a sostenere che al crescere della quota di produzione delle NOCs (siano esse OPEC o non OPEC) cresce la forza del cartello dei paesi produttori danneggiando le compagnie petrolifere occidentali e, in ultima analisi, i consumatori.

<sup>12</sup> The Economist, "Global or National?", aprile 2005.

La competitività delle compagnie petrolifere occidentali passerà necessariamente per una crescita dimensionale che potrebbe portare ad ulteriori fusioni; da un punto di vista globale ciò non comporterà necessariamente un vantaggio per i consumatori perché le attività di esplorazione saranno subordinate alle acquisizioni in borsa di compagnie più piccole atte ad accrescere le riserve di quelle più grandi (*drilling at Wall Street*)<sup>13</sup>.

Le prospettive per le compagnie petrolifere occidentali riguardano la forte capitalizzazione e il consistente vantaggio competitivo in termini tecnologici rispetto alle NOCs; queste ultime potrebbero coinvolgere le compagnie petrolifere occidentali nello sfruttamento dei giacimenti in via di esaurimento per i quali devono essere utilizzate tecnologie avanzate.

Le compagnie petrolifere occidentali potrebbero inoltre sviluppare lo sfruttamento dei giacimenti di petrolio non convenzionale.

Dal lato della domanda, l'elemento che più ha contribuito alla tensione sui prezzi è la crescita delle economie asiatiche e in particolare di quella cinese. Tale crescita si è tradotta in un incremento dei consumi energetici e soprattutto petroliferi che non era stato accuratamente previsto dalla maggior parte degli analisti e degli stessi mercati. È ragionevole supporre che questa crescita rappresenti una tendenza di medio periodo (i prossimi 10-15 anni), anche se non procederà a tassi così rapidi come quelli visti negli ultimi anni.

Se i prezzi del petrolio dovessero rimanere sopra i 60 \$/b per un periodo di tempo sufficientemente lungo, questi potrebbero raffreddare perfino la crescita economica cinese o comunque per frenare l'aumento della domanda di greggio e per incoraggiare il risparmio energetico e i processi di sostituzione. I dati più recenti mostrano che questo tipo d'effetti sono già visibili.

Per quanto riguarda i prezzi internazionali del gas naturale e del gas naturale liquefatto (GNL), la figura 1.12 illustra il loro andamento (per tonnellata di petrolio equivalente) dal 1996 al 2005. Come si vede, essi seguono dappresso l'andamento generale del prezzo del petrolio. Nel 2002 il prezzo del GNL in Giappone era allineato ai prezzi del greggio importato mentre nelle altre aree i prezzi erano inferiori a quelli del greggio (di 17-20 US\$/tep negli Stati Uniti e nell'Unione Europea, di 40 US\$/tep in Canada e nel Regno Unito).

Nei tre anni successivi il prezzo del greggio è quasi triplicato, e tassi di incremento molto differenziati nei vari mercati hanno drasticamente cambiato il quadro della situazione: nel 2005 il prezzo del gas importato negli Stati Uniti è allineato con i prezzi del greggio, in Canada è di poco inferiore; i prezzi sul mercato britannico hanno superato quelli dell'Unione Europea mentre il prezzo del GNL in Giappone, grazie ad incrementi marcati ma relativamente più contenuti rispetto a quelli delle altre aree risulta il più basso tra quelli presi in considerazione (67 US\$/tep meno del greggio).

Date le modalità prevalenti di trasporto (gasdotto, oppure metaniera, o navi speciali per il GNL) quello del gas non è un mercato unico, ma risulta segmentato per regioni geografiche. Pertanto importanti differenze fra i prezzi regionali permangono. Il mercato del gas è anche meno trasparente di quello del petrolio, cosa che rende difficile il reperimento di precise informazioni sui prezzi. Per il futuro prossimo è possibile ipotizzare un'evoluzione ancora legata ai prezzi del petrolio. Sul mercato europeo, la ricerca di nuove fonti di approvvigionamento a distanza e costi maggiori inciderà sul rialzo dei prezzi. Il mancato ampliamento della capacità infrastrutturale di trasporto potrà portare ad una crescita di domanda di GNL con una conseguente competizione tra gli acquirenti.

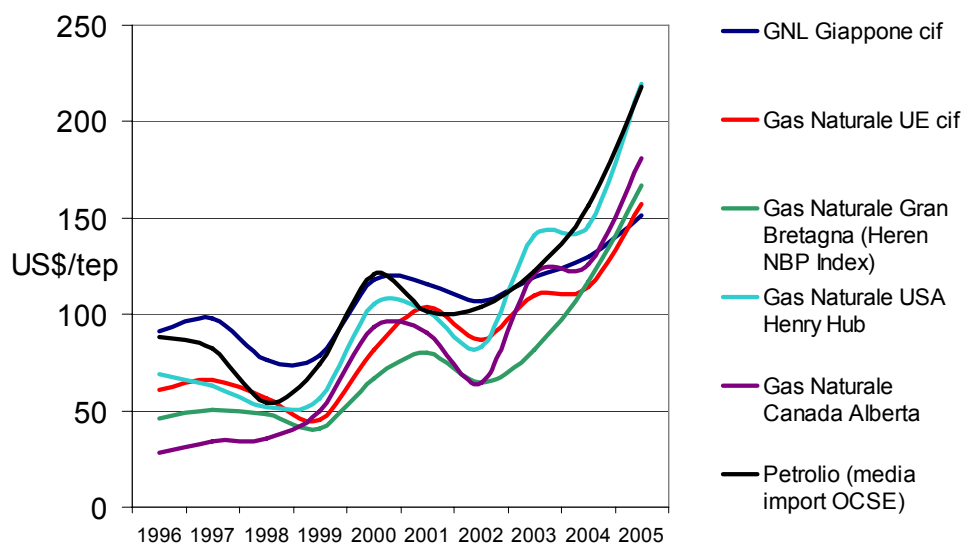
La struttura dei contratti vedrà ancora prevalere i contratti a lungo termine che copriranno una quota superiore all'85% dei volumi trattati.

---

<sup>13</sup> Più in generale si può affermare che le fusioni e le acquisizioni sono favorite dall'elevato livello di profitti e liquidità delle società energetiche quotate in borsa i cui azionisti, avversi al rischio degli investimenti a lungo termine, esercitano pressioni per l'inglobamento di società esistenti dalla sicura redditività.



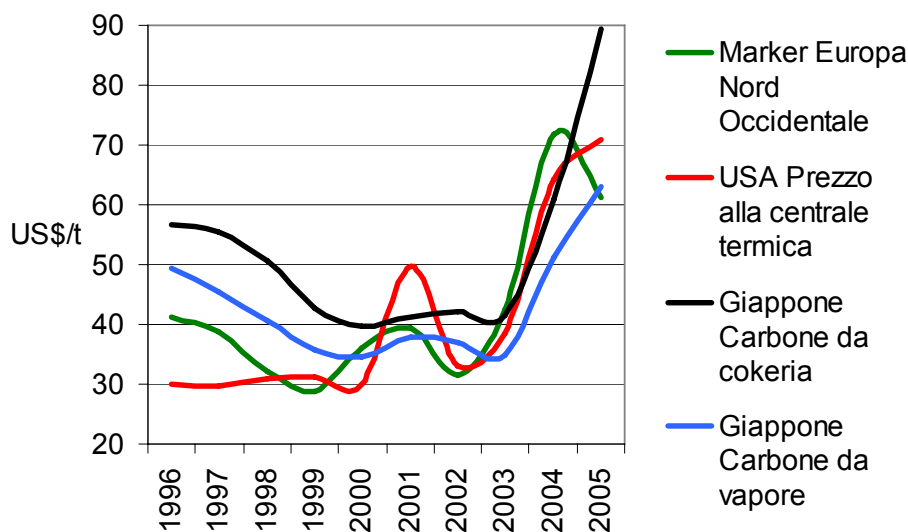
Figura 1.12 – Prezzi internazionali di gas naturale e GNL per area. Anni 1996-2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati di varia provenienza

Anche i prezzi del carbone (figura 1.13) risentono, pur con qualche ritardo, delle tendenze più generali nei prezzi energetici. Nel 2004 i prezzi sono saliti dal 47% al 69% rispetto al 2003 in tutti i mercati occidentali. Nel 2005 i prezzi sono scesi del 15% in Europa (in relazione a un imprevisto calo della domanda) mentre sono aumentati in misura consistente (tra il 10% e il 46%) nelle altre aree. Il ritardo con cui i prezzi si adeguano ai rincari delle altre fonti energetiche è dovuto al tempo necessario all'industria elettrica per realizzare uno spostamento significativo dal petrolio, o dal gas, al carbone come combustibile per nuovi impianti di generazione (un discorso simile vale per la produzione di calore nell'industria). Dal momento che l'adattamento della produzione di carbone ad accresciuti livelli di domanda non è immediato (o lo è solo per la capacità produttiva inutilizzata), sul mercato si creano delle tensioni sui prezzi. Ma se i prezzi di petrolio e gas dovessero restare alti, la produzione di carbone aumenterebbe, e presto o tardi la concorrenza riprenderebbe a moderare il suo prezzo. Un freno all'impiego del carbone nei paesi OCSE potrebbe essere costituito dall'adozione di schemi di Emission Trading (recentemente varati anche negli Stati della costa nord-orientale degli USA) che penalizzano maggiormente questa fonte in relazione al suo più elevato impatto in termini di emissioni.

Figura 1.13 – Prezzi internazionali del carbone. Anni 1996-2005 (US\$/t)



Fonte: elaborazione ENEA su dati di varia provenienza

## **1.1.4 Stato e tendenze delle principali infrastrutture energetiche**

### **1.1.4.1 Introduzione**

Il mercato energetico è stato caratterizzato per una lunga fase da una stagnazione degli investimenti. Tale fenomeno porta con sé alcuni risvolti negativi in ciascuno dei mercati energetici presi in esame:

- nel settore petrolifero determina alti prezzi (basso tasso di rimpiazzo delle riserve, capacità di raffinazione non adeguata);
- in quello del gas rappresenta un pericolo di sicurezza degli approvvigionamenti (le infrastrutture di trasporto sono insufficienti a fronteggiare la crescita della domanda prevista in Europa, Nord America e Cina);
- in quello elettrico rappresenta un pericolo di sicurezza degli approvvigionamenti e un ostacolo alla liberalizzazione dei mercati (i colli di bottiglia negli scambi transfrontalieri contribuiscono a creare monopoli locali e malfunzionamenti della rete).

Le politiche pubbliche dei paesi OCSE riescono ad incidere solo marginalmente sulle tendenze in atto perché i processi di privatizzazione che hanno coinvolto alcuni settori hanno contribuito ad attribuire a soggetti privati (avversi al rischio e caratterizzati da un orizzonte temporale di breve periodo) ogni potere decisionale in materia di investimenti. L'avversione al rischio, amplificata dall'incertezza del contesto economico-istituzionale interno ed esterno, è particolarmente marcata nel settore energetico per la lunga durata e l'intensità di capitale degli investimenti, soprattutto quelli infrastrutturali. Gli operatori si cautelano contro il rischio attraverso contratti a lungo termine e processi di integrazione verticale che rafforzano la capacità produttiva e garantiscono un sufficiente livello di domanda nel lungo periodo. In un contesto di carenza di investimenti le politiche di liberalizzazione non dovrebbero quindi impedire il recupero dei costi legato alla costruzione delle nuove infrastrutture. Senza voler approfondire ulteriormente i problemi di *policy* e regolamentazione legati alla remunerazione degli investimenti, si intende di seguito dare conto di alcune specifiche problematiche legate alla carenza infrastrutturale che emerge, a livello internazionale, nei vari settori.

### **1.1.4.2 La filiera del gas naturale liquefatto (GNL)**

#### **La situazione attuale**

Nel 2005 gli scambi di gas naturale liquefatto (GNL), a livello globale, ammontavano a 188,8 miliardi di m<sup>3</sup> (137,8 milioni di tonnellate) pari al 26% del commercio mondiale di gas naturale (tabella 1.6). La crescita recente è stata rapida: da 9 siti di liquefazione nel 1990, quando il GNL copriva il 4% del volume degli scambi, si è passati, nel 2005, a 17 siti che forniscono 15 paesi.

Storicamente, il GNL è stato utilizzato dai paesi dell'area Asia-Pacifico (Taiwan, Corea del Sud e Giappone) che non avevano risorse interne di gas naturale né accesso ai gasdotti. Il Giappone (40% dei consumi mondiali di GNL) è stato a lungo il maggior importatore, e tale rimarrà per molti anni anche se l'incremento recente delle importazioni è dovuto ad altri paesi (Francia, Spagna, USA, Turchia). Consistenti quote di consumo sono coperte da altri paesi importatori: Corea del Sud (16%), Spagna (12%) e Stati Uniti (10%).

Per il futuro si prevede un consolidamento della domanda di gas liquefatto nel mercato Asia-Pacifico e una sua considerevole crescita sia in Europa sia nel Nord America.

Il principale paese produttore è l'Indonesia con più di 31 miliardi di m<sup>3</sup> /anno (circa 17% del totale), seguito dalla Malaysia (15%), da Algeria e Qatar (con circa il 14% ciascuno).

Dal lato dell'offerta sono in atto adeguamenti della capacità produttiva che porteranno ad una disponibilità maggiore di prodotto già dai prossimi anni. Un paese che sta investendo molto nel settore è il Qatar, dove sei "treni" di liquefazione da 7,8 Mt/a sono in costruzione a Ras Laffan e porteranno in pochi anni la produzione nazionale a 77 Mt/a (25% circa della produzione mondiale).

In Russia il progetto Sakhalin II per lo sfruttamento di un grande giacimento offshore include un impianto di liquefazione per 9,6 Mt/a di GNL a Prigorodnoye, completato al 70%. Il progetto è di importanza strategica per i seguenti motivi:

1) è il primo terminale di liquefazione in Russia, il paese con le più ingenti risorse di gas naturale;

- 2) è vicino al Giappone e alla Corea, i due più grandi importatori di GNL;
- 3) potrebbe rifornire anche il mercato del Nord America, qualora venissero completati terminali di rigassificazione sulla costa occidentale degli Stati Uniti.

La controversia tra il consorzio guidato da Shell e Matsui e il governo russo, che aveva portato alla sospensione dei lavori in attesa di una verifica della compatibilità ambientale di tutto il progetto, sembra in via di soluzione anche a seguito dell'ingresso, quale socio maggioritario del consorzio, della compagnia Gazprom.

Nel Brunei gli impianti costruiti negli anni settanta sono stati rammodernati e resteranno in produzione fino al 2030, permettendo al paese di incrementare anno dopo anno la produzione di GNL. In Africa sono in costruzione nuovi impianti in Angola, Guinea equatoriale e Nigeria per rifornire i mercati europeo e nord-americano. L'espansione degli impianti esistenti in Nigeria permetterà una produzione di 22Mt/a. Sulla base dell'evoluzione prevista, il mercato del GNL passerà da una dimensione prevalentemente regionale (Asia-Pacifico) a una dimensione globale, con una pluralità di fornitori e opportunità di maggiore flessibilità nell'approvvigionamento per i consumatori. Tale flessibilità potrà avere ripercussioni sulle tipologie di contratti utilizzate dagli operatori, con una prevedibile crescita della quota di contratti spot (1% nel 1990 e 10% nel 2005) sul totale degli scambi.

Ciò implica che circa 14 Mt/a di GNL sono al momento disponibili sul mercato per aiutare i consumatori a soddisfare i propri bisogni di breve periodo. Nonostante la crescita di importanza dei contratti spot, i contratti a lungo termine continueranno a svolgere un ruolo fondamentale nel mercato del GNL. In primo luogo perché i progetti di investimento nel settore tipicamente utilizzano finanziamenti esterni che richiedono come garanzia contratti siglati con gli utilizzatori finali. In secondo luogo anche molti utilizzatori di GNL valutano positivamente i contratti a lungo termine perché garantiscono una certa sicurezza degli approvvigionamenti.

#### **La filiera industriale del GNL**

La catena industriale del GNL è costituita da tre fasi distinte:

- 1) impianti di liquefazione collocati in prossimità del luogo di produzione;
- 2) trasporto marittimo;
- 3) terminali di rigassificazione dove il GNL viene riportato allo stato gassoso.

Il gas naturale, raffreddato ad una temperatura di circa -160 °C a pressione ambiente, si trasforma in un liquido chiaro, trasparente ed incolore detto GNL. Il processo, che avviene attraverso cicli frigoriferi, riduce di circa 600 volte il volume del gas rendendo conveniente il suo trasporto via navi metaniere. Il processo fondamentale utilizzato nella fase di liquefazione è la refrigerazione meccanica attraverso lo scambio di calore con un refrigerante separato. Per tale processo è possibile utilizzare numerose tecniche che si differenziano essenzialmente per il refrigerante o il mix di refrigeranti utilizzati e per il tipo di alimentazione richiesta dal compressore. La scelta più appropriata varia da sito a sito e dipende prevalentemente dalla scala dimensionale dell'impianto di liquefazione.

Il trasporto del gas liquefatto sulle metaniere avviene attraverso l'uso di serbatoi le cui tecnologie sono: a doppia membrana, a membrane prismatiche e a serbatoi sferici. Le navi a doppia membrana e quelle a serbatoi prismatici utilizzano serbatoi in acciaio solidale con lo scafo. Durante la navigazione, il carico è sottoposto alle continue sollecitazioni dovute al rollio della nave (*sloshing*) che, scaricate sullo scafo della nave, ne compromettono la durata e amplificano la non uniformità della pressione provocando perdite di carico attraverso evaporazione (il fenomeno è minore se si utilizzano serbatoi a membrane prismatiche). Le metaniere a serbatoi sferici sono costruite con serbatoi non solidali allo scafo, ma sostenuti da una struttura di supporto cilindrica. Ciò fa sì che le sollecitazioni non vengano scaricate direttamente sullo scafo. Tali serbatoi sono costruiti in alluminio, materiale caratterizzato da una forte elasticità, che insieme alla forma sferica garantisce una pressione più uniforme al suo interno, limitando così il fenomeno dello *sloshing*. Questo tipo di approccio tecnologico assicura una maggiore stabilità e non prevede limitazioni di carico.

Una volta trasportato, il carico di GNL viene immesso nei serbatoi di stoccaggio temporaneo dell'impianto di rigassificazione e poi inviato ai vaporizzatori. I vaporizzatori attualmente in uso sono di due tipi:

- *Open Rack* usati in condizioni normali di esercizio;
- a Fiamma Sommersa, per le unità di rigassificazione di riserva.

I sistemi *Open Rack* utilizzano l'acqua di mare come vettore termico per la rigassificazione del GNL. La loro scelta è legata all'ubicazione attigua al mare del terminale che facilita l'utilizzo di grandi quantitativi di acqua per lo scambio termico. La temperatura dell'acqua di mare in ingresso ai vaporizzatori dovrà mantenersi al di sopra dei 7 °C per ottimizzare l'efficienza di scambio.

I vaporizzatori a Fiamma Sommersa sono costituiti da una vasca d'acqua in cui è immerso un fascio di tubi ad "U" in cui circola il GNL da vaporizzare; l'acqua all'interno della vasca viene riscaldata e mantenuta a temperatura costante attraverso la combustione di una parte del gas trattato.

Tabella 1.6 – GNL: volumi scambiati (miliardi m<sup>3</sup>). Anno 2005

<b>Destinazione\Origine</b>	USA	Trinidad & Tobago	Oman	Qatar	EAU	Algeria	Egitto	Libia	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia	Malaysia	<b>Totale import.</b>
<b>Nord America</b>														
USA	-	12,44	0,07	0,08	-	2,75	2,05	-	0,23	-	-	-	0,25	<b>17,87</b>
<b>Centro e Sud America</b>														
Rep.Dominicana	-	0,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>0,25</b>
Porto Rico	-	0,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>0,67</b>
<b>Europa</b>														
Belgio	-	0,08	-	-	-	2,90	-	-	-	-	-	-	-	<b>2,98</b>
Francia	-	-	0,08	-	-	7,50	1,05	-	4,20	-	-	-	-	<b>12,83</b>
Grecia	-	-	-	-	-	0,46	-	-	-	-	-	-	-	<b>0,46</b>
Italia	-	-	-	-	-	2,50	-	-	-	-	-	-	-	<b>2,50</b>
Portogallo	-	-	-	-	-	-	-	-	1,58	-	-	-	-	<b>1,58</b>
Spagna	-	0,50	1,65	4,56	0,31	5,19	3,53	0,87	5,00	0,08	-	-	0,16	<b>21,85</b>
Turchia	-	-	-	-	-	3,85	-	-	1,03	-	-	-	-	<b>4,88</b>
Regno Unito	-	0,07	-	-	-	0,45	-	-	-	-	-	-	-	<b>0,52</b>
<b>Asia Pacifico</b>														
India	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	0,08	5,80	-	-	-	-	-	0,16	-	-	-	<b>6,04</b>
Giappone	1,84	-	1,25	8,35	6,75	0,08	-	-	-	13,05	8,35	19,00	17,65	<b>76,32</b>
Corea del Sud	-	-	5,93	8,31	0,08	-	0,30	-	-	1,16	0,80	7,51	6,36	<b>30,45</b>
Taiwan	-	-	0,16	-	-	-	-	-	-	0,40	-	4,95	4,10	<b>9,61</b>
<b>TOTALE ESPORTAZIONI</b>	<b>1,84</b>	<b>14,01</b>	<b>9,22</b>	<b>27,10</b>	<b>7,14</b>	<b>25,68</b>	<b>6,93</b>	<b>0,87</b>	<b>12,04</b>	<b>14,85</b>	<b>9,15</b>	<b>31,46</b>	<b>28,52</b>	<b>188,81</b>

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2006

## Evoluzione del settore e investimenti

Il World Energy Investment Outlook dell'AIE prevede un incremento di sei volte del commercio mondiale di GNL e una crescita degli investimenti annuali in tutta la catena di produzione del GNL che passerà dai 4 miliardi di dollari all'anno degli anni novanta ai 9 miliardi di dollari del periodo 2021-2030. Più della metà degli investimenti sarà sostenuta dai paesi non OCSE e circa un quarto dai paesi esportatori del Medio Oriente (tabelle 1.7 e 1,8; figura 1.14).

Tabella 1.7 – GNL: investimenti nel periodo 2001-2030 (miliardi di dollari)

	2001-2010	2011-2020	2021-2030	2001-2030
- Liquefazione	46	32	38	116
- Rigassificazione	21	21	25	67
- Flotta	30	16	22	69
Totale settore gas	948	1041	1157	3145

Fonte AIE, World Energy Investment Outlook

Tabella 1.8 - GNL: capacità infrastrutture 2000-2030 (miliardi di m<sup>3</sup>)

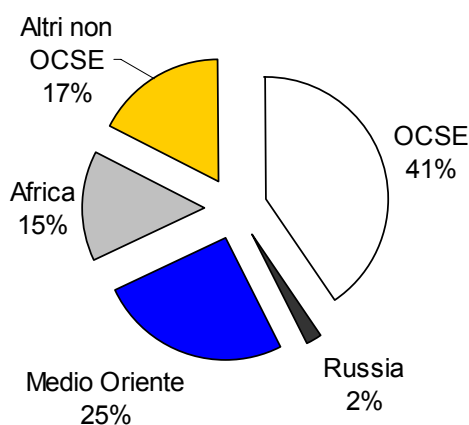
	2000	2010	2020	2030
- Liquefazione	163	441	678	997
- Rigassificazione	353	607	882	1252
- Flotta	141	365	566	838

Fonte: AIE, World Energy Investment Outlook

Gli scambi interregionali di GNL (attualmente meno di un terzo del volume delle esportazioni tramite gasdotto) eguaglieranno nel 2030 gli scambi per condotta; la capacità di liquefazione passerà dai quasi 138 Mt/a del 2005 a 720 Mt/a nel 2030. L'incremento di capacità avverrà per il 40% in Medio Oriente, per il 25% circa in Africa e per il restante 35% prevalentemente in America latina e Asia (tabella 1.8).

I paesi importatori avranno bisogno di un incremento della capacità di rigassificazione pari ad almeno 900 miliardi di m<sup>3</sup>/anno (660 milioni di tonnellate/ anno) partendo dai 388 miliardi di m<sup>3</sup>/anno del 2002 dei 40 terminali funzionanti (di cui 24 in Giappone). Secondo L'AIE l'incremento di capacità dovrebbe riguardare per l'80% il Nord America e l'Europa e per il resto prevalentemente la Corea, l'India e il Giappone. Inoltre, per motivi di sicurezza di approvvigionamento alcuni paesi completamente dipendenti dalle importazioni di GNL, quali ad esempio il Giappone, dovrebbero mantenere una quota rilevante di capacità produttiva inutilizzata; si prevede tuttavia un incremento del tasso di utilizzazione degli impianti (40% nel 2002) a livello globale.

Figura 1.14 – GNL: investimenti\* per area geopolitica (%). 2001-2030



\* gli investimenti per il trasporto sono equamente divisi tra paesi esportatori e importatori

Fonte: AIE, World Energy Investment Outlook

La flotta di trasporto del GNL (186 navi nel 2006, 15 delle quali non legate da contratti a lungo termine) dovrebbe raggiungere le 500 unità al 2030 per far fronte all'incremento degli scambi. Alla flotta attualmente circolante si aggiungeranno entro il 2009 altre 126 unità<sup>14</sup>. Le società che gestiscono gli impianti di liquefazione controllano il 60% della flotta esistente ma solo il 40% dei nuovi ordini, che saranno prevalentemente nella disponibilità delle compagnie internazionali e dei *trader*. Tale tendenza riflette una trasformazione del mercato del GNL verso contratti più liquidi e più a breve termine.

### L'andamento dei costi

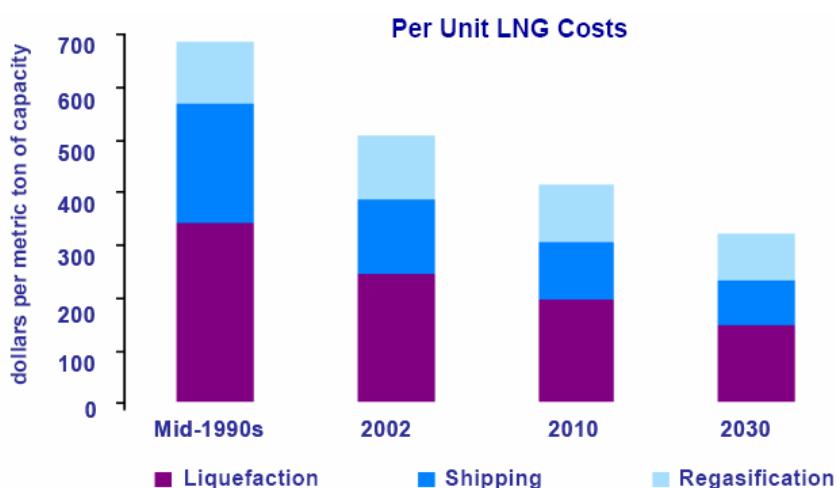
Nella catena del GNL la fase di liquefazione e quella di trasporto richiedono costi di capitale ingenti (figura 1.15). Gli sviluppi tecnologici, le economie di scala e i miglioramenti nelle tecniche di refrigerazione e liquefazione, hanno contribuito a una drastica discesa dei costi rendendo appetibili riserve di gas situate in località remote rispetto ai centri di consumo. Si stima che i costi di capitale per la liquefazione siano passati dai 550 \$ per t di capacità dell'inizio degli anni novanta, ai 240 \$ del 2002. Hanno contribuito alla discesa dei costi l'utilizzo comune di servizi e capacità di stoccaggio e le economie di scala (da impianti capaci di processare in media 2 Mt/anno si passa a impianti con capacità pari a 7-8 Mt/anno). L'Agenzia Internazionale per l'Energia prevede che i costi continueranno a scendere fino a 200 \$ per t di capacità nel 2010 e fino a 150 \$ nel 2030.

I costi di costruzione delle navi adibite al trasporto GNL sono calati notevolmente nel corso degli anni novanta: sulla base dei dati riportati nel World Energy Investment Outlook della AIE si stima una riduzione superiore al 30% tra il 1990 e il 2002<sup>15</sup>.

Per i terminali di rigassificazione, è prevista una discesa dei costi di impianto: il costo di investimento per 1000 m<sup>3</sup> all'anno di capacità passerà da 86 \$ nel 2002 a 77 dollari nel 2010 e a 65 dollari nel 2030, grazie essenzialmente a maggiori rendimenti di scala.

Nel complesso, analizzando tutta la catena di produzione del GNL, si registra un andamento dei costi di investimento per tonnellata di capacità che passa dai 700 dollari del 1990 ai 500 del 2002, a 420 nel 2010 e 320 nel 2020, considerando una distanza di navigazione di 4.000 km.

Figura 1.15 – GNL: costi di investimento (\$ per tonnellata di capacità)



Fonte: AIE

<sup>14</sup> 106 di queste navi utilizzeranno la tecnologia Gaztransport- Technigaz con serbatoi prismatici a membrana e 21 la tecnologia Moss-Rosenberg a serbatoi sferici (Quotidiano Energia 17/10/2006).

<sup>15</sup> Elaborazioni ENEA su dati World Energy Investment Outlook (pag. 200).

Il vantaggio del GNL rispetto al tradizionale trasporto per condotta risiede nella possibilità di consegnare il gas su lunghe distanze direttamente presso i luoghi di consumo. Il costo del trasporto via pipeline e via mare cresce al crescere della distanza tra luogo di partenza e luogo di consegna<sup>16</sup>. Si valuta che la distanza critica oltre la quale risulta più conveniente il trasporto del GNL sia di circa 3000 km<sup>17</sup>.

### Le tipologie di contratto e lo sviluppo del mercato

Ad oggi, la maggior parte dei progetti di sviluppo della filiera del GNL sono stati completati sulla base di contratti di lungo periodo che impegnavano i diversi soggetti operanti nelle diverse fasi della catena di produzione (tabella 1.9).

Sebbene concettualmente separati, spesso i soggetti che si occupano della fase di estrazione del gas si occupano anche del processo di liquefazione. All'inizio del decennio più del 60% del capitale delle società che si occupano della fase upstream/liquefazione sono grandi compagnie nazionali dei paesi esportatori, spesso in *joint-venture* con le maggiori compagnie energetiche occidentali. La rimanente quota è coperta dalle compagnie occidentali e da grandi *utilities*.

Tabella 1.9 – Capacità di liquefazione: partecipazione azionaria delle maggiori società energetiche. Anno 2001

Compagnia	Capacità di liquefazione (Mt)	Quota azionaria (%)
<b>Sonatrach</b>	<b>23,3</b>	<b>19,7</b>
<b>Pertamina</b>	<b>17,0</b>	<b>14,3</b>
<b>Petronas</b>	<b>10,0</b>	<b>8,4</b>
Shell	9,1	7,7
<b>Qatar Petroleum</b>	<b>8,9</b>	<b>7,5</b>
Exxon Mobil	4,7	4,0
Mitsubishi	4,7	4,0
Jilco	4,6	3,9
TOTAL	4,4	3,7
<b>ADNOC</b>	<b>3,8</b>	<b>3,2</b>
<b>Omani State</b>	<b>3,4</b>	<b>2,9</b>
<b>Brunei Government</b>	<b>3,4</b>	<b>2,8</b>
BP	3,0	2,5
<b>Nigerian Nat. Petr. Co.</b>	<b>3,0</b>	<b>2,5</b>
<b>National Oil Co.</b>	<b>2,6</b>	<b>2,2</b>
Vico	2,2	1,8
Unocal	2,2	1,8
Mitsui	2,0	1,7
BHP	1,4	1,2
Altre < 1 Mt	5,0	4,2
<b>Totale compagnie di Stato</b>	<b>75,4</b>	<b>63,5</b>
<b>TOTALE</b>	<b>118,7</b>	<b>100,0</b>

In grassetto le compagnie di Stato. La partecipazione azionaria si riferisce esclusivamente ai progetti di liquefazione.  
Fonte: AIE

I terminali di rigassificazione sono invece finanziati e costruiti dagli acquirenti (in genere utilities, società di distribuzione e grandi compagnie energetiche).

I principali attori del mercato marittimo del GNL sono gli armatori e i noleggiatori. Gli armatori (spesso riuniti in consorzio data l'onerosità dell'investimento) armano la nave, forniscono le attrezzature, l'equipaggio e tutto il necessario per il compimento del viaggio, e ne assumono l'esercizio per impiegarla al proprio servizio o per conto terzi.

In quest'ultimo caso il contratto che trasferisce l'attività commerciale dall'armatore al noleggiatore è il contratto Time Charter (noleggio a lungo termine) in base al quale l'Armatore (noleggiante) fornisce al noleggiatore la nave armata, equipaggiata e dotata dei documenti necessari per la navigazione.

<sup>16</sup> Altri fattori incidono sull'onerosità del trasporto per condotta: economie di scala (è più conveniente la costruzione di gasdotti di grande portata), pressione alla quale il gasdotto opera, luogo di passaggio del gasdotto (*offshore-onshore*).

<sup>17</sup> *Quotidiano Energia* 23 ottobre 2006.

In questo modo il noleggiatore si assume il rischio dell'uso della nave. Per rendere più sostenibili i costi i noleggiatori spesso si riuniscono in consorzio e privilegiano contratti di durata almeno ventennale. Molto frequentemente, partecipano ai consorzi di armatori e noleggiatori anche investitori non appartenenti al settore energetico<sup>18</sup>. La situazione attuale vede ancora la maggior parte della flotta esistente noleggiata con contratti Time-charter a lungo termine (20-25 anni), che sono di fatto basati su contratti di fornitura di GNL per un periodo di pari durata, ma risulta in crescita il numero delle navi appena costruite o in ordinazione non legate a contratti a lungo termine.

Fino ad oggi nessun impianto di liquefazione è stato costruito senza stipulare contratti di approvvigionamento a lungo termine capaci di coprire gran parte della nuova capacità produttiva.

L'attuale peso dei contratti spot sul mercato del GNL è pari all'8% del totale, ma le spinte ad una maggiore flessibilità del mercato potrebbero incoraggiare una crescita ulteriore della quota dei contratti a breve termine. I contratti a lungo termine sono destinati a dominare ancora il mercato ma, soprattutto nel bacino Atlantico, la durata e l'onerosità dei contratti *take or pay* potrebbe diminuire<sup>19</sup>. L'impatto della liberalizzazione dei mercati in Nord America e in Europa ha aumentato l'avversione al rischio degli acquirenti di gas i quali, non detenendo più una quota di mercato garantita, sono meno propensi ad acquistare ingenti quantitativi di GNL per periodi piuttosto lunghi. Questa pressione che avviene dal lato della domanda, tende a spostare il rischio dei progetti sui produttori di gas e sulle imprese che si occupano del processo di liquefazione rendendo più oneroso l'indebitamento finanziario di questi soggetti.

Il pericolo di questa recente tendenza del mercato risiede nel possibile disequilibrio nel lungo termine tra capacità di trasporto-rigassificazione e capacità di liquefazione (settore in cui gli investimenti sarebbero alla lunga più penalizzati per la loro maggiore rischiosità e onerosità). Tale squilibrio risulterebbe tanto più probabile quanto maggiore risulterà lo sviluppo del mercato spot. Una possibile risposta alla crescente rischiosità del mercato potrebbe avvenire attraverso strategie di integrazione verticale, la cui onerosità potrebbe garantire vantaggi competitivi alle grandi compagnie petrolifere occidentali.

In altri termini, il settore potrebbe trovarsi di fronte ad un'alternativa: o registrare massicci fenomeni di integrazione verticale e, successivamente, di collusione oligopolistica, o fronteggiare una carenza di investimenti nel settore della liquefazione. Questi elementi portano a prevedere uno sviluppo del mercato basato essenzialmente sui contratti a lungo termine e un ruolo del mercato spot complementare ma limitato nei volumi di scambio (non più del 20-25% degli scambi di GNL al 2020).

### **1.1.4.3 Strozzature esistenti nel downstream petrolifero**

#### **La situazione attuale**

La domanda di prodotti petroliferi è cresciuta negli ultimi dieci anni ad un tasso annuo di poco inferiore al 2% (figura 1.16). La crescita è stata più sostenuta in Asia e negli Stati Uniti, mentre la domanda in Europa è apparsa meno dinamica.

La domanda mondiale di distillati leggeri (e medi) è aumentata negli ultimi anni a fronte di una riduzione della domanda di olio combustibile; l'incremento è generalizzato a tutte le aree geografiche e in molti paesi procede parallelamente ad un inasprimento delle normative ambientali atte a diminuire il contenuto di zolfo dei combustibili.

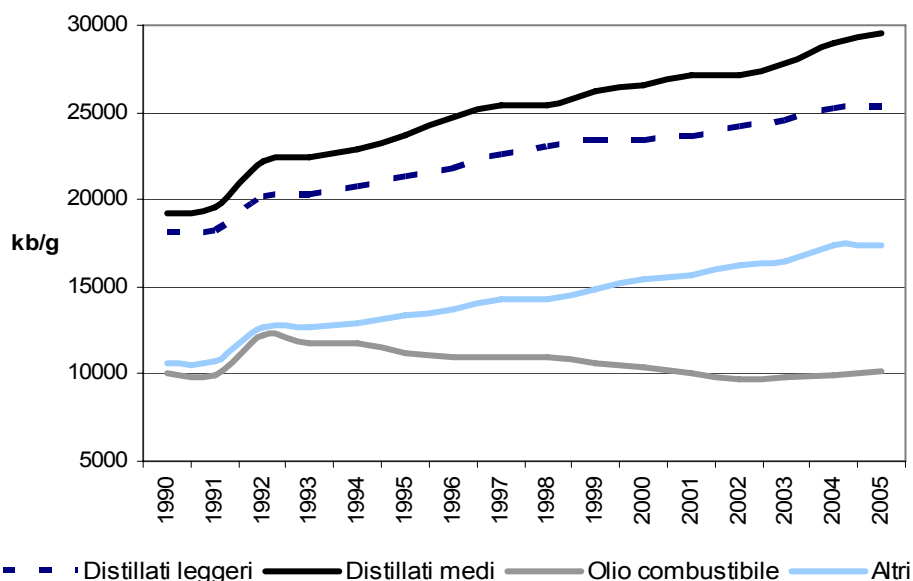
---

<sup>18</sup> Un esempio è il contratto Time Charter di vent'anni firmato tra il consorzio di Armatori/ Investitori giapponesi, costituito da Mitsui O.S.K. Lines, Ltd., Sumitomo Corporation, e Gnl Japan Corporation, e il noleggiatore Suez GNL Trading per una nuova metaniera che trasporterà GNL dallo Yemen agli Stati Uniti (*Quotidiano Energia* 17/10/2006).

<sup>19</sup> In prospettiva, il prezzo dei contratti di acquisto del GNL potrebbe essere indicizzato ai prezzi spot del Gas naturale o dei *futures* sul gas, rendendo più indiretto il collegamento col prezzo del petrolio.



Figura 1.16 – Consumi di prodotti petroliferi nel mondo (migliaia di barili/giorno)

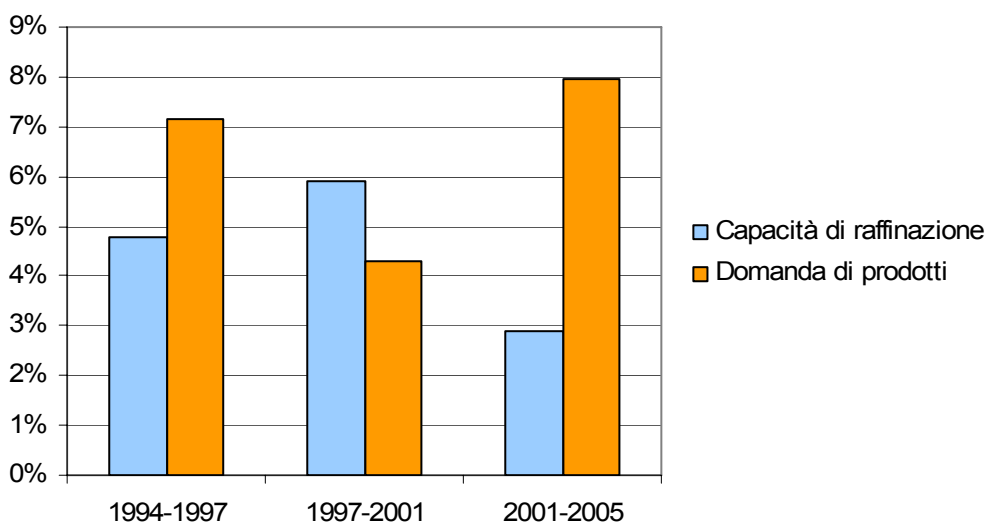


'Altri' include: gas di raffineria, LPG, solventi, coke di petrolio, lubrificanti, bitume, paraffina, altri prodotti di raffinazione, altri combustibili e perdite di raffinazione

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP Statistical Review of World Energy 2006

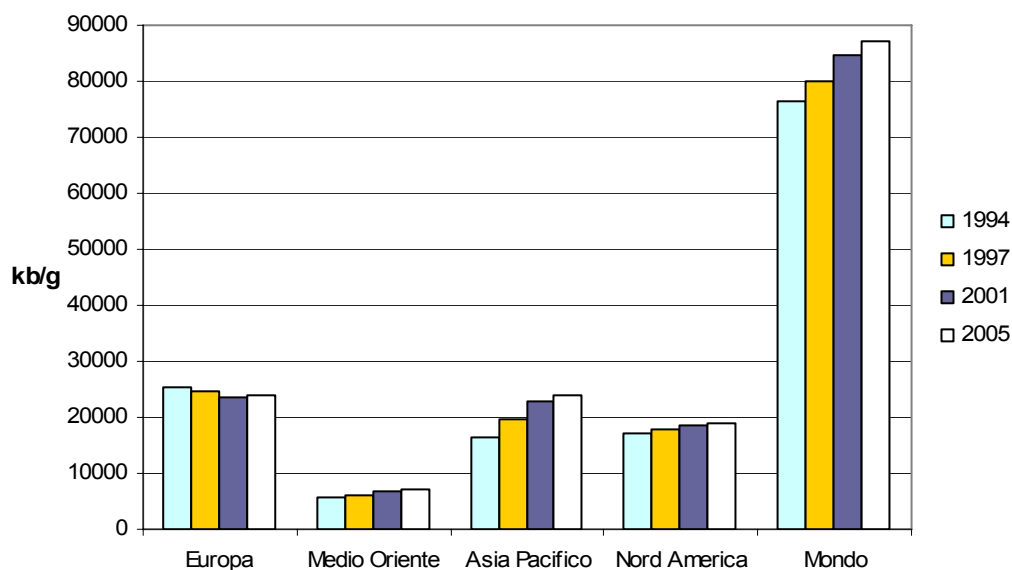
In tutti i principali mercati il tasso di utilizzazione degli impianti di raffinazione si mantiene su livelli elevati ormai da molti anni e l'incremento della capacità di raffinazione, in molte aree non riesce a seguire la crescita di domanda di prodotti raffinati. In prospettiva potrebbero crearsi problemi di insufficienza della capacità di raffinazione in alcune aree (figura 1.17-1.19).

Figura 1.17 – Incremento percentuale della domanda di prodotti petroliferi e della capacità di raffinazione nel mondo



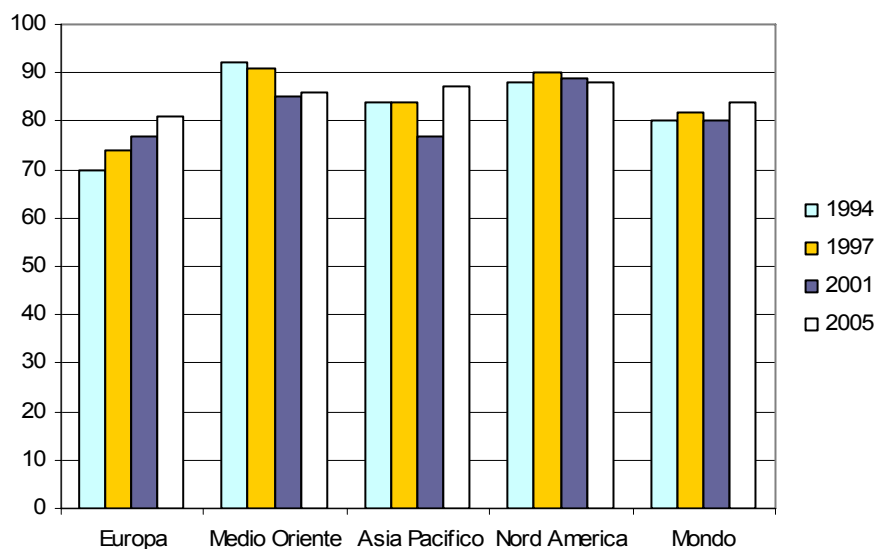
Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA, ENI e BP

Figura 1.18 – Capacità primaria di raffinazione (migliaia di barili/giorno)



Fonte: ENI – World Oil and Gas Review 2006

Figura 1.19 – Tasso di utilizzazione della capacità primaria di raffinazione (%)



Fonte: ENI – World Oil and Gas Review 2006

Poiché negli ultimi dieci anni si è registrato un aumento dell'offerta di greggio pesante e ad alto contenuto di zolfo<sup>20</sup>, mentre per contro in molti paesi le normative tendono a imporre prodotti a minore impatto ambientale, emerge la necessità di rinnovare gli impianti introducendo nuove tecnologie capaci di estrarre frazioni più elevate di distillati leggeri di qualità da greggi di scarsa qualità<sup>21</sup> e di riprocessare prodotti raffinati residui per ottenerne benzina e gasolio da autotrazione a sempre più ridotto impatto ambientale<sup>22</sup>. La criticità della situazione attuale è amplificata dagli squilibri regionali nel mercato dei prodotti raffinati.

<sup>20</sup> Eni, World Oil and Gas Review -2006.

<sup>21</sup> Si veda anche il par. 1.1.3.

<sup>22</sup> Si fa riferimento all'adozione di processi atti ad aumentare la capacità di conversione delle raffinerie (hydrocracking, cracking catalitico).

Il commercio di prodotti della raffinazione, che attualmente permette di bilanciare domanda e offerta, potrebbe bloccarsi proprio a causa dell'incapacità di alcuni grossi centri di raffinazione di fornire prodotti della qualità richiesta.

Attualmente infatti, l'eccesso di benzine prodotto dalle raffinerie europee trova sbocco nel mercato nord-americano. Contemporaneamente, per soddisfare la crescente domanda di gasolio per autotrazione, affluiscono sul mercato europeo distillati medi provenienti da centri di raffinazione mediorientali. Le normative ambientali circa il contenuto di zolfo dei combustibili, pongono difficoltà crescenti a quei raffinatori che utilizzano impianti obsoleti. Il problema riguarda essenzialmente l'export di benzine verso la Cina e l'export di gasolio per autotrazione verso l'Europa; le raffinerie europee sembrano invece in grado di fornire prodotti qualitativamente pregiati, ma, se variassero il mix di distillati prodotti in favore del gasolio, determinerebbero una carenza di benzina nel mercato nordamericano.

### **Evoluzione nel lungo periodo e investimenti**

Le previsioni a lungo termine del World Energy Investment Outlook confermano le tendenze delineate nel paragrafo precedente e segnalano la necessità di investire 14 miliardi l'anno<sup>23</sup> per il settore della raffinazione. Tale cifra comprende l'accrescimento della capacità di raffinazione e della capacità di conversione, nonché processi di miglioramento qualitativo dei prodotti. L'accrescimento della capacità di raffinazione si concentrerà prevalentemente in Asia, Medio Oriente e Africa. Nei paesi OCSE si provvederà ad aumentare la capacità di conversione e si farà fronte al miglioramento della qualità dei prodotti. Nei paesi ex URSS si assisterà ad un ampliamento degli impianti esistenti che, tuttavia, sono caratterizzati da tecnologie obsolete e producono distillati di scarsa qualità, poco compatibili con le normative internazionali.

La capacità di raffinazione dovrà crescere dell'1,3% l'anno fino a 121 Mb/g per soddisfare la domanda di prodotti raffinati di 114 Mb/g al 2030. Parallelamente, poiché il tasso di crescita di combustibili per il trasporto crescerà del doppio rispetto a quello dell'olio combustibile, sarà anche necessario adeguare la capacità di conversione all'evoluzione del mix di domanda finale. Inoltre l'immissione sul mercato di qualità di greggio sempre più pesanti rafforzerà l'esigenza di adeguare la capacità di conversione esistente.

Gli standard sul contenuto di zolfo dei carburanti, che entreranno in vigore a scadenze già fissate in tutti i mercati principali e gli accordi volontari tra costruttori per l'entrata in commercio di motori sempre più puliti renderanno necessari ingenti investimenti nel settore.

Il modo meno costoso di incrementare la capacità di raffinazione è l'espansione degli impianti esistenti. Per quanto riguarda la costruzione ex-novo di impianti, il costo è stimato dalla AIE in 10.000 \$ per b/g di capacità nei paesi OCSE e in 8000 \$ per b/g nei paesi non-OCSE. Grandi economie di scala possono far calare il costo a 5000 \$ nei paesi non-OCSE<sup>24</sup>.

Il costo del capitale necessario a incrementare la capacità di conversione delle frazioni residue pesanti del processo di distillazione varia notevolmente tra le varie raffinerie. Quando il grado di conversione è già elevato, esso può essere ulteriormente innalzato solamente adottando processi di conversione profonda molto costosi. Raffinerie con capacità di conversione limitata (tipicamente quelle operanti in Asia con *hydroskimming*) possono ottenere cospicui miglioramenti adottando processi relativamente meno sofisticati. Anche per la capacità di conversione si stima un costo di 10.000 \$ per b/g di capacità nei paesi OCSE e di 8.000 \$ nei paesi non-OCSE.

Gli investimenti associati al miglioramento qualitativo dei prodotti dipendono da quanto sono restrittivi gli standard per la commercializzazione dei carburanti. Si stima che l'investimento in infrastrutture per l'industria europea della raffinazione atto a ridurre il contenuto di zolfo nella benzina e nel gasolio da 50 a 10 ppm (come previsto dal programma Auto-Oil II) possa ammontare ad un totale di 5,5 miliardi di dollari (420 \$ per b/g di capacità). Stime analoghe per gli USA riportano un costo di 650\$ per b/g di capacità per rispettare la normativa varata con il Clean Air Act.

<sup>23</sup> I valori monetari riportati in questo paragrafo sono espressi in dollari USA dell'anno 2000 (World Energy Investment Outlook, IEA). Più recentemente, la IEA segnala, nel World Energy Outlook 2006, un raddoppio dei costi unitari di investimento nel settore petrolifero. Ne consegue che il costo del medesimo investimento, in termini di dollari 2005 risulta quasi il doppio di quanto riportato nel World Energy Investment Outlook: l'ammontare annuo di investimenti per adeguare il settore della raffinazione alla crescita della domanda è stimato in 30 miliardi di dollari/anno. Ragionamento analogo vale per tutti i valori riportati nel paragrafo.

<sup>24</sup> Come avvenuto esempio per la raffineria indiana della Reliance petroleum dalla capacità di 580.000b/g.

#### 1.1.4.4 Congestioni delle reti elettriche nei mercati liberalizzati

Nei prossimi anni il settore elettrico assorbirà gran parte degli investimenti per le infrastrutture energetiche previsti a livello globale; nello Scenario di Riferimento del World Energy Outlook 2006 si stima che gli investimenti nel settore elettrico (11300 miliardi di US\$<sub>2005</sub> tra il 2005 e il 2030) copriranno il 56% del totale degli investimenti previsti nell'intero settore energetico. Le reti di trasmissione e distribuzione, in particolare, assorbiranno 6100 miliardi di US\$<sub>2005</sub> (più di due terzi dei quali saranno dedicati alle reti di distribuzione). Gli investimenti nelle reti di trasmissione saranno effettuati prevalentemente nei paesi in via di sviluppo (1200 miliardi) grazie anche all'impegno di nuovi soggetti privati che nel periodo 2001-2004 si sono affermati quali maggiori investitori nel mercato elettrico<sup>25</sup>.

Sebbene meno rilevanti in termini quantitativi, gli investimenti nei mercati nordamericano (314 miliardi di US\$<sub>2005</sub>) ed europeo (159 miliardi di US\$<sub>2005</sub>) assumono un ruolo cruciale in relazione al ruolo assunto dalle reti di trasmissione nei mercati liberalizzati.

In passato le funzioni di generazione, trasmissione e distribuzione di elettricità erano gestite in molte nazioni da società verticalmente integrate che ne detenevano il monopolio. Nel quadro delle trasformazioni recentemente subite dal settore elettrico in Europa e Nord-America, a seguito dei processi di liberalizzazione del mercato, la fase della generazione è sempre più caratterizzata da una pluralità di fornitori in competizione fra loro, che vendono energia tramite opportuni mercati (di tipo *spot* o *forward*) e tramite contrattazione bilaterale con utenti finali o con intermediari. Al fine di garantire l'indipendenza da interessi verso i vari soggetti della generazione, il gestore della rete (*Transmission System Operator, TSO*) è normalmente un'entità autonoma.

Il ruolo della rete di trasmissione ha subito un'evoluzione significativa. Originariamente la funzione della rete era essenzialmente quella di assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti, permettendo alle regioni con più alta capacità produttiva di supportare quelle in cui si verificava una scarsità dell'offerta. Più recentemente, a seguito della liberalizzazione dei mercati, si è attribuita alla rete anche la funzione di facilitare l'ingresso di nuovi operatori offrendo un accesso libero a tutti gli operatori di mercato. Di conseguenza reti progettate per vettoriare l'energia secondo criteri di ottimizzazione tecnica (localizzazione degli impianti, criteri di dispacciamento) di norma risultano oggi sottodimensionate perché non concepite per favorire scambi massicci fra aree con costi marginali diversi.

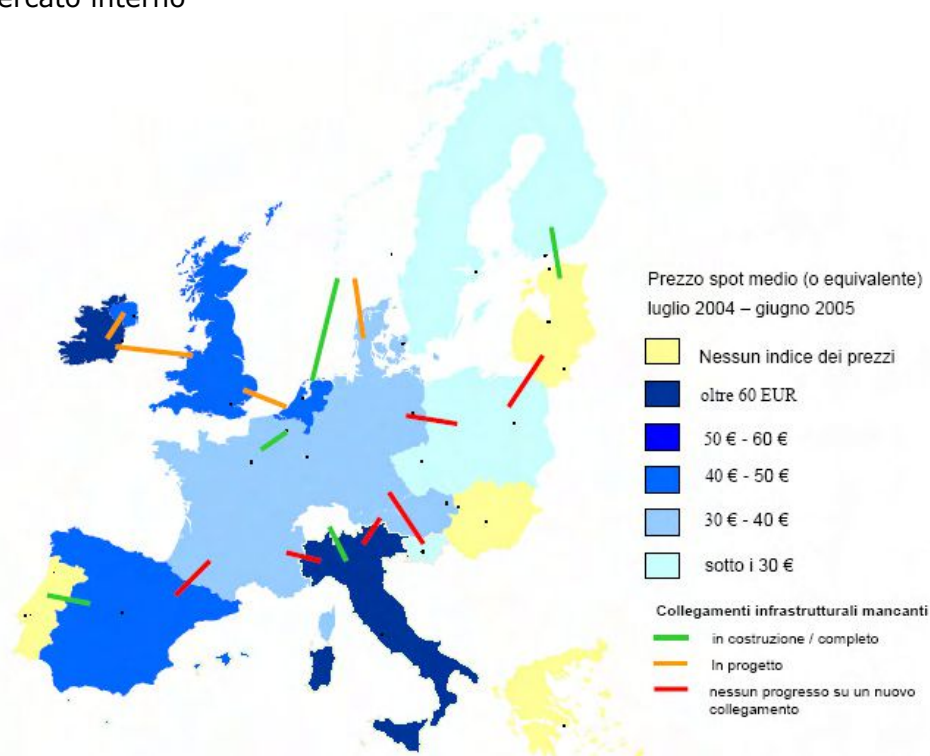
L'importanza del potenziamento della capacità di interconnessione transfrontaliera e dell'accesso alle reti elettriche per rafforzare il mercato europeo dell'energia elettrica è stato più volte sottolineato dalle istituzioni europee<sup>26</sup> e il Libro verde "Una strategia europea per una energia sostenibile, competitiva e sicura" considera lo sviluppo di un piano di interconnessione una delle priorità della politica energetica dell'UE. Lo sviluppo di una rete elettrica continentale fortemente interconnessa ha diverse giustificazioni:

1. la limitata capacità di interconnessione è un fattore che contribuisce alla integrazione non ottimale dei mercati elettrici e alla competitività del settore. L'interconnessione tra diversi sistemi nazionali accresce la sicurezza dell'offerta, fornendo il *backup* di potenza necessario a fronteggiare situazioni di crisi in alcune aree e abbassando il margine di potenza necessario per ciascun paese;
2. il significativo incremento della produzione da fonti rinnovabili (specialmente dalla fonte eolica) ha un forte impatto sulla capacità disponibile per gli scambi transfrontalieri. Poiché la dislocazione delle fonti rinnovabili non può essere cambiata, la rete deve consentire gli adattamenti necessari per gestire i carichi di potenza addizionali e improvvisi;
3. la prevista espansione del sistema di trasmissione europeo verso est e verso sud in risposta alla domanda proveniente da altri sistemi regionali. Tutto ciò potrebbe determinare un incremento degli scambi e la necessità di potenziamento della capacità di trasmissione.

<sup>25</sup> Nel World Energy Outlook 2006 si menzionano le seguenti società: Malakoff (Malaysia), China Light and Power (Hong Kong), Banpu (Tailandia), Sasol (Sudafrica).

<sup>26</sup> Direttiva 2005/89/EC; conclusioni del Consiglio Europeo di Barcellona 15-16 marzo 2002.

Figura 1.20 – Correlazione fra la mancanza di collegamenti elettrici e le differenze di prezzo nel mercato interno



Fonte: COM(2005) 568 def.

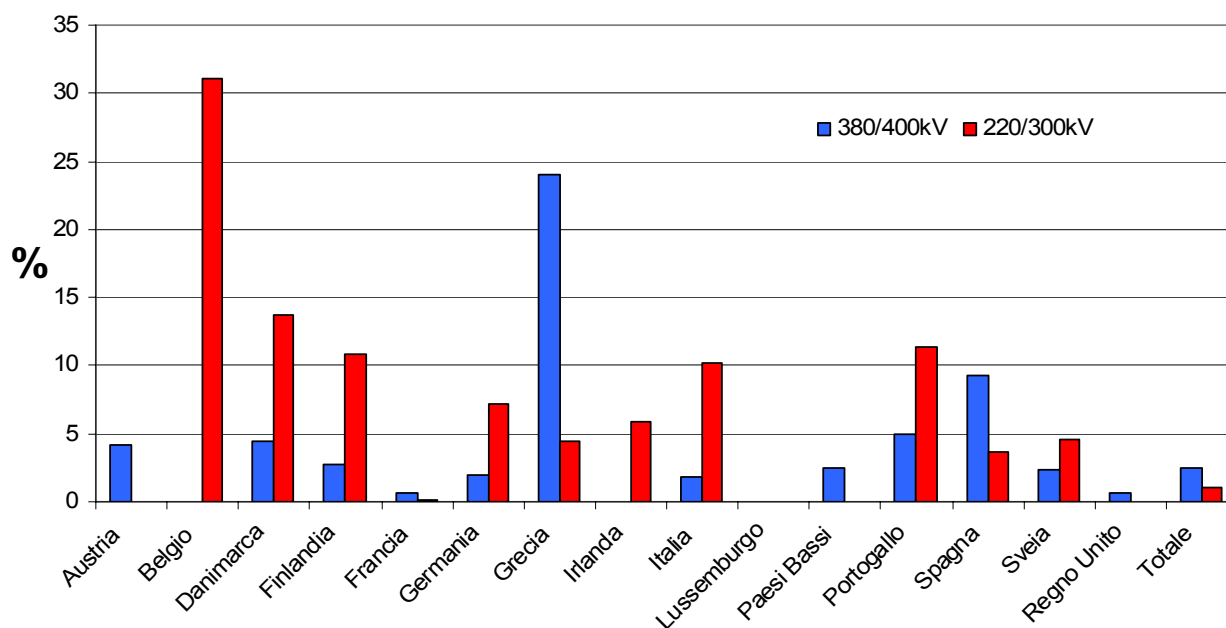
Nella Relazione sullo stato di avanzamento della creazione del mercato interno del gas e dell'elettricità, presentata nel novembre del 2005, la Commissione Europea, pur apprezzando i progressi compiuti nella prima fase di apertura del mercato, ritiene insufficiente il grado di convergenza dei prezzi dell'energia elettrica (con prezzi spot medi che variano tra i 20 e i 60 €/MWh – figura 1.20). Tra le cause della incompleta convergenza dei prezzi dell'elettricità, la Commissione individua un'insufficiente interconnessione tra molti Stati membri, che non consente un'adeguata integrazione dei mercati nazionali e non permette alle importazioni di esercitare una vera pressione competitiva (figura 1.20, tabella 1.10).

Tabella 1.10 – Livello di interconnessione delle reti elettriche in Europa

	Capacità di interconnessione / potenza installata (%)
<b>Regno Unito</b>	<b>3</b>
<b>Spagna</b>	<b>4</b>
<b>Irlanda</b>	<b>5</b>
<b>Portogallo</b>	<b>8</b>
<b>Grecia</b>	<b>8</b>
<b>Italia</b>	<b>8</b>
<b>Polonia</b>	<b>10</b>
<b>Francia</b>	<b>11</b>
<b>Germania</b>	<b>13</b>
<b>Norvegia</b>	<b>14</b>
<b>Finlandia</b>	<b>20</b>
<b>Austria</b>	<b>20</b>
<b>Svezia</b>	<b>24</b>
<b>R. Ceca</b>	<b>26</b>
<b>Paesi Bassi</b>	<b>31</b>
<b>Danimarca</b>	<b>33</b>
<b>Ungheria</b>	<b>33</b>
<b>Svizzera</b>	<b>33</b>
<b>Belgio</b>	<b>34</b>
<b>Slovacchia</b>	<b>44</b>
<b>Slovenia</b>	<b>50</b>

Fonte: Capgemini, Eurelectric, ETSO

Figura 1.21 – Variazione della dotazione di linee di trasmissione (%) nei principali paesi dell'Unione Europea. Anni 1997-2001



Fonte: elaborazione ENEA su dati IFC Consulting

La rete di interconnessione esistente attualmente appare altamente congestionata nei punti di interconnessione transfrontaliera e opera ai limiti delle sue potenzialità tecniche.

Nel periodo 1997-2001 gli investimenti non sono stati sufficienti a garantire una crescita della capacità di trasmissione adeguata all'incremento della domanda e della capacità di generazione (figura 1.21).

Come illustrato nel Box che segue, le soluzioni di accesso alle interconnessioni transfrontaliere basate su meccanismi di mercato vanno rapidamente diffondendosi nell'ambito del mercato europeo dell'energia elettrica; le attuali linee di interconnessione, tuttavia, appaiono insufficienti per il funzionamento di un mercato realmente integrato. In alcuni casi, le interconnessioni risultano insufficienti perché la capacità è impegnata dai flussi di energia ceduti attraverso contratti bilaterali di lungo termine. Per ovviare a questi inconvenienti i capi di Stato e di Governo dell'UE, riuniti a Barcellona nel marzo 2002, hanno stabilito l'obiettivo del raggiungimento di un livello di interconnessione minimo pari al 10% della capacità produttiva di ciascun paese. Attualmente, come mostra la tabella 1.10 risulta particolarmente insoddisfacente il grado di interconnessione delle regioni periferiche (Penisola iberica, Grecia, Italia, Regno Unito e Irlanda).

#### I criteri di allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera

La domanda di elettricità è estremamente variabile nelle varie ore. Inoltre le strutture di trasmissione possono essere talora fuori servizio o non disponibili per manutenzione. In conseguenza di ciò, alcune linee di trasporto possono divenire congestionate, cioè raggiungere il limite di sicurezza consentito per il flusso di potenza. Pertanto, risulta importante stabilire meccanismi efficienti di allocazione delle limitate capacità di trasporto.

I criteri di allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera sono definiti secondo meccanismi di mercato in quasi tutti i paesi dell'Unione Europea. Si evidenzia quindi una sempre più stringente adesione dei gestori nazionali della rete elettrica ai criteri fissati dal regolamento 1228/2003 del Consiglio e del Parlamento Europeo<sup>27</sup>.

Attualmente gli operatori di rete adottano principalmente quattro tipi di sistemi di gestione delle connessioni.

<sup>27</sup> Art. 6 "I problemi di congestione delle reti devono essere risolti ricorrendo a soluzioni di mercato, non discriminatorie e adeguate a fornire i corretti segnali economici ai partecipanti al mercato. Le congestioni devono preferibilmente essere risolte con metodi che non prevedono transazioni, cioè non prevedono una selezione dei singoli contratti dei partecipanti al mercato."

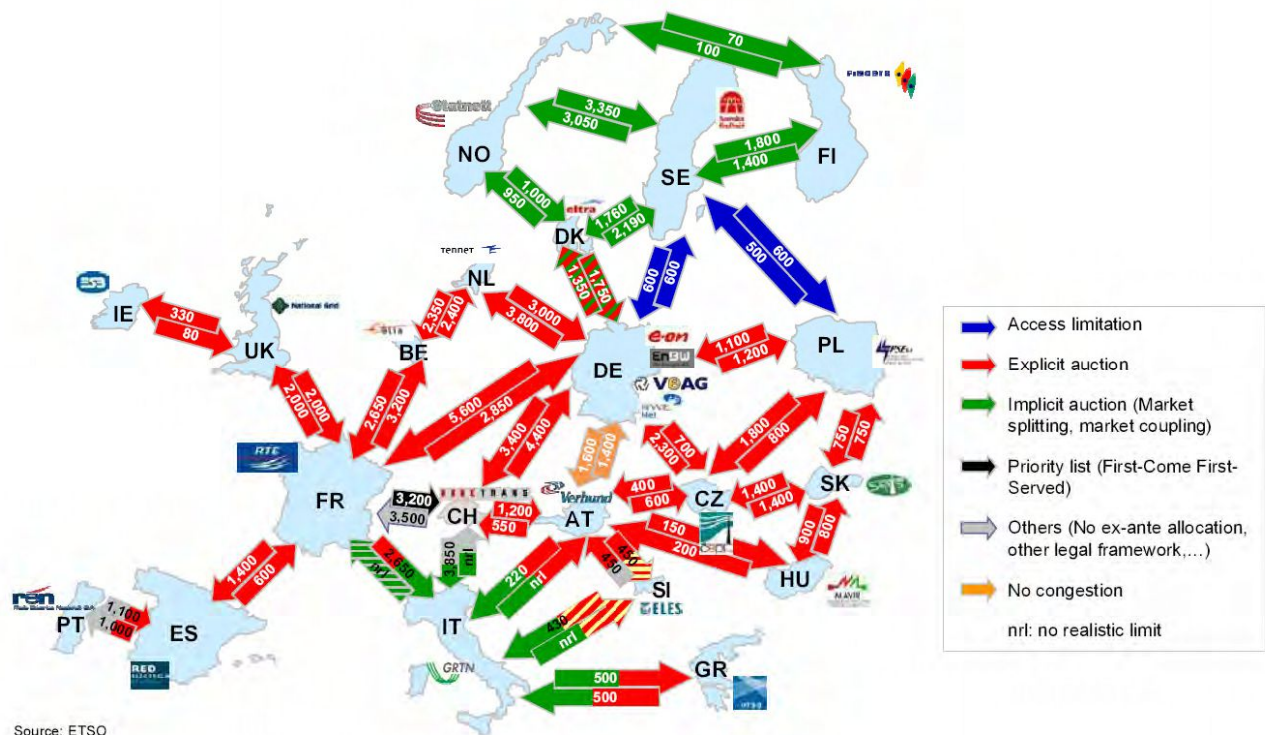
-1 Limitazione dell'accesso: tale sistema, chiaramente non annoverabile tra i meccanismi di mercato, prevede un razionamento dell'accesso alla rete (in genere per riservare la capacità di trasmissione ai flussi di elettricità ceduti sulla base di forniture bilaterali di lungo periodo). Il sistema è adottato principalmente nelle linee di interconnessione tra Svezia e Germania e tra Svezia e Polonia.

-2 Priority list (*first come, first served*): la prima prenotazione relativa ad una determinata fascia oraria ha la precedenza sulle prenotazioni giunte successivamente; quando la capacità di trasmissione è completamente impegnata, il gestore della rete non accetta più prenotazioni. Il sistema è adottato principalmente nelle linee di interconnessione tra Francia e Svizzera.

-3 Asta esplicita: ciascun operatore del mercato offre un prezzo per l'utilizzo della connessione. Le offerte dei partecipanti sono selezionate in ordine decrescente per prezzo di offerta e accettate fin quando la capacità disponibile non è completamente esaurita. Spesso si definisce un prezzo di equilibrio (clearing price) che ciascun operatore è tenuto a pagare. Il sistema ha molte varianti ed è attualmente adottato in quasi tutte le interconnessioni dei paesi dell'Europa occidentale (Benelux, Francia, Germania, Spagna, Italia).

-4 Asta implicita: la capacità di trasmissione è gestita implicitamente attraverso il mercato spot dell'elettricità. Gli utilizzatori della rete sottopongono al gestore del mercato elettrico le proprie offerte o domande per l'energia elettrica nella zona in cui essi intendono produrre o consumare. Il meccanismo di definizione dell'equilibrio di mercato stabilisce la quantità e le direzioni dei flussi energetici tra le varie zone di mercato. Il sistema, anch'esso caratterizzato da alcune varianti, è stato adottato dai paesi scandinavi per gli scambi interni al mercato Nordel e per alcuni flussi di scambio tra l'Italia e i paesi limitrofi.

Figura A. - Capacità disponibile (MW) e metodi di gestione della congestione nell'UE. Anno 2006



Fonte: Capgemini, ETSO

Il processo di liberalizzazione ha comportato l'istituzione di operatori indipendenti della rete di trasmissione. Queste società svolgono funzioni di cui in precedenza erano titolari le società elettriche verticalmente integrate. I piani di sviluppo della rete, in precedenza concordati all'interno delle società sulla base dei piani di sviluppo della capacità di generazione, devono attualmente essere preparati dagli operatori indipendenti sulla base di previsioni relative allo sviluppo della domanda, agli standard tecnici e qualitativi, e ai piani di sviluppo dei vari soggetti che operano nel settore della generazione.

Di conseguenza, è emersa la possibilità che i piani di sviluppo delle fonti di generazione e il disegno ottimale della rete possono sempre più frequentemente presentare divergenze.

La coerenza tra i citati piani di sviluppo può essere garantita attraverso nuovi meccanismi di incentivazione degli investimenti. Tuttavia, secondo il parere degli operatori europei delle reti di trasmissione, la mancanza di un quadro regolamentare certo e stabile può rappresentare una barriera agli investimenti. Analogamente, l'utilizzo efficiente della capacità di interconnessione esistente e i sistemi di allocazione della stessa, possono influenzare l'andamento degli investimenti. Gli operatori delle reti di trasmissione segnalano le seguenti priorità per favorire una completa integrazione dei mercati nazionali<sup>28</sup>:

#### 1) Armonizzazione dei regolamenti del mercato elettrico

Ciascun paese ha elaborato proprie specifiche regole di mercato, che differiscono tra loro in relazione al prezzo marginale che gli utilizzatori devono pagare come corrispettivo della fornitura dell'energia, della struttura temporale di contrattazione, delle regole di pagamento per la capacità di trasporto (separate dal pagamento della fornitura di energia oppure incluse nel prezzo della stessa). La prevedibilità dei comportamenti degli operatori del mercato, agevolata da una maggiore omogeneità delle norme, agevolerebbe la fase di previsione dello sviluppo del mercato che gli operatori delle reti devono effettuare per pianificare il piano di sviluppo.

#### 2) Determinazione del mix di generazione e dislocazione degli impianti

Poiché gli operatori della rete non possono prevedere dove saranno situati i nuovi impianti di generazione, è importante che essi riescano a inviare attraverso le tariffe, segnali relativi alla congestione dei diversi tratti della rete, in modo da ottimizzare lo sviluppo del sistema. In generale, le tariffe per l'utilizzo della rete elettrica, se paragonate ai costi di investimento e gestione e di nuovi impianti di generazione, risultano particolarmente basse e non riescono ad incidere sulle decisioni di investimento delle società di produzione. Tutto ciò porta a sovraccaricare alcuni tratti della rete, con conseguenti pericoli di congestione; i costi di questa allocazione sub ottimale sono, in ultima analisi, scaricati sui consumatori.

Anche lo sviluppo della produzione elettrica da fonti aleatorie (in primo luogo dalla fonte eolica) aumenta le difficoltà nell'utilizzo ottimale della rete di trasmissione. La concentrazione della produzione eolica in regioni ad alta ventosità e scarsa domanda elettrica può determinare flussi paralleli di elettricità nelle reti confinanti. L'effetto può inoltre essere amplificato dai meccanismi di dispaccio prioritario garantiti alla produzione da fonti rinnovabili. Questo flusso erratico di energia può costringere gli operatori delle reti di trasmissione a ridurre la capacità di interconnessione allocata attraverso meccanismi di mercato. In altri termini, ciascuna area in cui si registra un surplus di generazione determina flussi di energia paralleli nelle aree circostanti per i quali è necessario approntare appropriati meccanismi di allocazione della capacità di trasporto.

#### 3) Certezza sui tempi di rilascio delle autorizzazioni.

Le procedure di autorizzazione per la costruzione delle linee di trasmissione sono considerate uno dei maggiori ostacoli allo sviluppo delle infrastrutture. La lunghezza del processo autorizzativo, unita al lungo periodo necessario per effettuare gli investimenti, rappresentano una delle principali cause della lentezza con cui la rete infrastrutturale si adatta alle esigenze del mercato. Il periodo necessario per la costruzione di una centrale a gas, per esempio, è stimato in due-tre anni. Per costruire una linea di alta tensione, invece, è possibile impiegare anche 10 anni, in quanto alle problematiche tecniche spesso si aggiungono opposizioni alla loro realizzazione: questo divario temporale porta a ritenere che l'interconnessione della centrale alla rete elettrica sia uno *stranded investment*.

#### 4) Programmazione coordinata

In molti casi, la crescita della capacità di interconnessione tra due regioni può influire sui flussi di energia anche delle regioni ad esse collegate. Il coordinamento delle decisioni di investimento si rende quindi necessario per evitare che soluzioni ottimali su scala locale influiscano sul funzionamento complessivo dell'intero sistema.

---

<sup>28</sup> ETSO Position Paper on Roles and Responsibilities of TSOs and other actors in Cross-Border Network Investment, European Transmission System Operators, 19 luglio 2006.



Oltre alle raccomandazioni illustrate in precedenza, i gestori delle reti di trasmissione ritengono importanti anche altri interventi per favorire lo sviluppo e il funzionamento del trasporto di energia elettrica all'interno del sistema europeo:

- chiarire come debbano essere finanziati gli investimenti che apportano benefici all'intera regione pur essendo localizzati all'interno di uno Stato membro;
- incentivare i produttori a localizzare i nuovi impianti in aree poco congestionate;

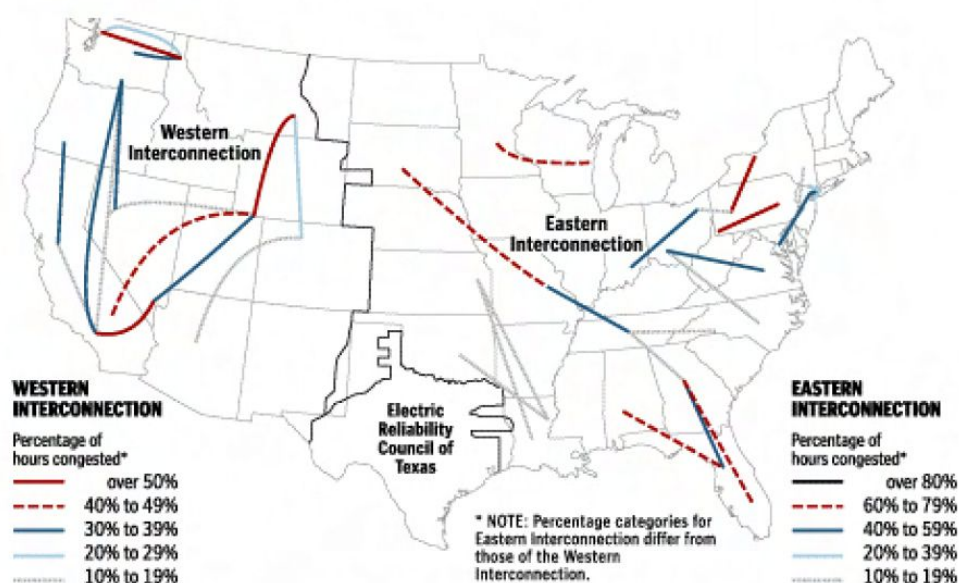
Il ruolo delle autorità di regolazione, inoltre, dovrebbe contribuire a costruire un contesto di stabilità a lungo termine attraverso ulteriori misure quali:

- garantire un tasso di ritorno degli investimenti nel lungo periodo;
- fornire linee guida sui principi di allocazione dei costi tra sistemi nazionali, il trattamento e il recupero dei costi sostenuti dai terzi, i principi per determinare i ricavi e la copertura dei costi;
- sviluppare metodi per valutare i costi e i benefici di nuove capacità di interconnessione;
- fornire linee guida ai potenziali operatori di *merchant lines* e assicurare il loro rispetto.

Anche negli Stati Uniti, a seguito delle interruzioni della fornitura di elettricità verificatesi nelle regioni del nordest nell'agosto 2003, si è sviluppato un dibattito relativo allo stato di congestione delle linee di trasmissione. La figura 1.22, elaborata dal Department of Energy degli Stati Uniti, individua le linee di interconnessione maggiormente soggette a congestione negli anni che hanno preceduto il blackout: appare evidente come le linee che collegano la California con gli Stati confinanti e quelle che collegano le aree urbane della costa orientale con gli Stati del Midwest, siano le tratte della rete di trasmissione maggiormente interessate dal fenomeno. Una rilevazione più recente, relativa all'anno 2004<sup>29</sup>, evidenzia come le regioni maggiormente congestionate (in termini di numero di ore di fornitura soggette a congestione) siano lo Stato di New York e la California, quest'ultima anche per quanto riguarda la trasmissione di elettricità dalla parte settentrionale a quella meridionale dello Stato.

Secondo stime CERA (Cambridge Energy Research Associates) il costo della congestione raggiunge la cifra di 4,6 miliardi di dollari l'anno; tale costo è imputabile alla impossibilità di coprire il fabbisogno energetico delle aree urbane costiere con la produzione degli impianti eolici e a carbone situati negli Stati del Midwest i quali registrano un eccesso di capacità di generazione.

Figura 1.22 – Livello di congestione delle linee di trasmissione negli Stati Uniti



Source: Department of Energy National Transmission Grid Study, May 2002

<sup>29</sup> ICF Consulting, "Transmission grid frailty? Blackout potential not limited to the Northeast".

La copertura del fabbisogno avviene quindi attraverso gli impianti a ciclo combinato, localizzati in prossimità delle aree di consumo, ma con costi di produzione più elevati rispetto agli impianti menzionati in precedenza.

Gli investimenti nella rete di trasmissione non riescono a seguire l'incremento della domanda e la crescita della capacità di generazione ormai dall'inizio degli anni novanta. Le prospettive appaiono ancor più preoccupanti: il North American Electric Reliability Council (NERC) prevede una crescita della domanda di oltre il 20% nel periodo 2002-2011, a fronte di un incremento delle linee di trasmissione del 5%.

Gli operatori del settore attribuiscono la carenza di investimenti ad alcuni fattori principali:

- la lunghezza del processo di rilascio delle autorizzazioni (nove anni complessivamente per costruire una rete di trasmissione tra due Stati – solo due e mezzo dei quali per i lavori di costruzione).
- sindrome NIMBY;
- tariffe di trasporto poco remunerative;
- incertezza regolamentare dovuta anche alla sovrapposizione di competenze tra governi statali e governo federale.

## **1.2 Uso delle fonti di energia ed effetti sui cambiamenti climatici**

### ***1.2.1 Cambiamenti in atto nel sistema climatico: le ultime valutazioni di IPCC***

La comunità internazionale di esperti e scienziati che ha partecipato ai lavori di IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), pur riconoscendo le incertezze che esistono sulle conoscenze del sistema climatico e della sua evoluzione in relazione a perturbazioni provenienti dalle attività umane, tuttavia è convinta che cambiamenti del clima globale sono già in corso e sono attribuibili prevalentemente a fattori umani.

Poiché esistono lunghi tempi di ritardo fra cause ed effetti nei processi climatici, l'IPCC sostiene che i futuri cambiamenti climatici saranno ormai inevitabili. L'unica azione efficace che allo stato attuale si può intraprendere è quella di rallentare e mitigare tali cambiamenti. Le maggiori conseguenze negative saranno subite da quei sistemi ambientali, ecologici, sociali ed economici che sono più vulnerabili ai cambiamenti climatici, sistemi che riguardano prevalentemente i paesi in via di sviluppo.

In seguito si darà conto dei principali aspetti dei cambiamenti climatici in corso sulla base dei più recenti dati di IPCC.

Le emissioni di anidride carbonica in atmosfera sono passate da 20,4 miliardi di tonnellate per anno del 1990, a 23 miliardi di tonnellate per anno del 2000 fino agli attuali valori di circa 26,8 miliardi di tonnellate per anno del 2005. La capacità di assorbimento dell'anidride carbonica da parte degli oceani e degli ecosistemi vegetali terrestri mostra, negli anni più recenti, una tendenza ad una progressiva diminuzione.

Di conseguenza, l'accumulo in atmosfera di anidride carbonica è andato via via aumentando ed ha raggiunto, negli ultimi 30 anni, un tasso medio di incremento di 12 miliardi di tonnellate per anno (corrispondenti a 3,3 GtC/anno). Ma negli ultimi cinque anni la velocità di accumulo è ulteriormente aumentata e sta procedendo ora ad un ritmo medio pari a circa 15 miliardi di tonnellate per anno (4,1 GtC/anno).

L'attuale concentrazione di anidride carbonica in atmosfera è la più alta che si sia mai verificata negli ultimi 650 mila anni e molto probabilmente anche nell'ultimo milione di anni, come hanno dimostrato le più recenti ricerche in Antartide. L'aumento dell'anidride carbonica in atmosfera (35% in 250 anni di cui ben 8% negli ultimi 20 anni) sta avvenendo con un tasso di crescita (circa 2 ppm per anno) che è il più alto mai verificatosi degli ultimi 20 mila anni. Il 70% circa dell'aumento di anidride carbonica in atmosfera è causato dalla combustione di fonti fossili di energia, il rimanente 30% è dovuto ad altre cause tra cui l'agricoltura, la deforestazione, l'uso del suolo e i cambiamenti di uso del suolo.

Tabella 1.11 – Concentrazioni di gas-serra in atmosfera. Anno 2005

	CO <sub>2</sub> (ppm)	CH <sub>4</sub> (ppm)	N <sub>2</sub> O (ppb)
<b>Concentrazione nel 2005</b>	379,1	1783	319,2
<b>Concentrazione nel 2005 relativa al 1750</b>	135,4%	254,7%	118,2%
<b>Incremento assoluto 2004-2005</b>	2,0	0,0	0,6
<b>Incremento relativo 2004-2005</b>	0,53%	0,0%	0,19%
<b>Incremento medio annuo negli ultimi 10 anni</b>	1,9	2,8	0,74

Fonte: World Meteorological Organization – Ghg Bulletin, novembre 2006

Oltre che per l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), anche per altri gas-serra come il metano (CH<sub>4</sub>) ed il protossido di azoto (N<sub>2</sub>O), le concentrazioni atmosferiche sono aumentate in modo significativo a partire dall'inizio della rivoluzione industriale; in particolare la CO<sub>2</sub> è passata da circa 280 a quasi 380 ppmv (parti per milione in volume), il CH<sub>4</sub> da 700 a circa 1783 ppbv (parti per miliardo in volume) e il N<sub>2</sub>O da circa 270 a 319 ppbv<sup>30</sup> (tabella 1.11).

I gas-serra artificiali, quali quelli appartenenti agli idrocarburi fluorurati e clorurati, che non esistevano fino a circa la metà del ventesimo secolo, hanno avuto diversi comportamenti: i CFC (clorofluorocarburi) sono cresciuti in modo abbastanza rapido fino alla metà degli anni 1990 tanto da costituire un minaccia all'integrità della fascia di ozono stratosferico, ma sono attualmente in diminuzione. Gli HFC (idrofluorocarburi), i PFC (perfluorocarburi) e l'esafluoruro di zolfo sono, invece, in aumento a partire dall'inizio degli anni 1990. Molti di tali gas-serra permangono lungamente nell'atmosfera (fino a migliaia di anni), influenzando il clima per i secoli futuri.

Nell'ultimo secolo l'aumento della temperatura media globale, secondo le più recenti valutazioni di IPCC, è stato di 0,65° C (con un errore di 0,2 °C in più o in meno). Questo risultato è stato recentemente confermato da elaborazioni indipendenti effettuate da tre grandi Enti internazionali: la NOAA (National Oceanic and Atmosphere Administration), la NASA (National Aeronautics and Space Administration) e lo UKMO (United Kingdom Met Office). Tuttavia il tasso medio di aumento della temperatura di +0,65 °C per secolo, non è rimasto lo stesso dal 1900 ad oggi: negli ultimi 30 anni (1976-2005) il tasso medio di crescita è stato di +0,17 °C per decennio (pari a +1,7 °C per secolo).

Va infine evidenziato che la temperatura media globale è aumentata di più sui continenti che sugli oceani (+0,25° C contro +0,13° per decennio negli ultimi 30 anni), è aumentata di più in inverno e primavera, che in estate ed autunno, così come è aumentata di più di notte che di giorno. Da ciò si deduce che l'incremento dell'effetto serra terrestre tende a ridurre le diverse escursione termiche dei diversi valori di temperatura, anche se poi induce una maggiore estremizzazione della variabilità climatica, come si vedrà successivamente.

Con l'aumento della temperatura media globale è aumentata l'evaporazione degli oceani e di conseguenza anche l'umidità dell'aria, ma sono aumentati anche i processi di condensazione e di precipitazione.

A cambiare in maniera molto evidente è, in particolare, la distribuzione delle precipitazioni nel corso dell'anno piuttosto che i valori medi annuali. Si nota, infatti, in varie parti del mondo, ma soprattutto nelle aree intertropicali, una tendenza alla estremizzazione di tali fenomeni, con aumenti delle intensità delle precipitazioni ed una diminuzione della loro durata. Di pari passo è aumentata la frequenza dei periodi siccitosi, i quali, a loro volta, hanno prodotto anche effetti secondari, quali l'aumento dell'evapotraspirazione e processi di aridificazione dei suoli, processi che, in talune aree, hanno accelerato il degrado o aumentato il rischio di desertificazione.

La superficie ricoperta da neve o ghiaccio alle medie latitudini dell'emisfero nord è diminuita di circa il 5% negli ultimi 40 anni. La maggiore diminuzione è avvenuta soprattutto nei mesi di novembre e dicembre. Nell'emisfero nord, la superficie coperta da permafrost<sup>31</sup>, si è ridotta del 7% negli ultimi 50 anni.

<sup>30</sup> World Meteorological Organization – Ghg Bulletin novembre 2006.

<sup>31</sup> Con il termine permafrost si indica la porzione di terreno che presenta per almeno due anni consecutivi una temperatura media annua inferiore a 0° C. In tali condizioni l'acqua interstiziale si trova allo stato solido e costituisce l'elemento "collante" della matrice nella quale si ritrova.

Il volume dei ghiacci antartici mostra, secondo gli ultimi bilanci di massa valutati da misure satellitari, segni di una progressiva riduzione più evidenti nella parte occidentale dell'Antartide (penisola antartica) e nelle zone di interfaccia con l'oceano meridionale.

Più consistenti riduzioni stanno, invece, subendo complessivamente i ghiacciai della Groenlandia e dell'Alaska. La maggiore riduzione dei ghiacci polari artici sta però avvenendo per i ghiacci galleggianti la cui estensione è in fase di forte contrazione con un ritmo medio di 2,7% per decennio, ma con punte, durante il periodo estivo, del 7,4% per decennio. La fusione accelerata dei ghiacci della Groenlandia e dell'Alaska ha provocato un innalzamento aggiuntivo di circa 0,2 mm per anno del livello del mare, che si è accumulato al tasso medio di innalzamento del livello del mare causato dagli altri fattori di riscaldamento climatico.

Il livello del mare è aumentato in media da 10 a 25 cm nel secolo scorso, ad un tasso medio pari a 1,8 mm/anno. Le misure da satellite mostrano che, a partire dal 1993 il sollevamento del livello del mare ha accelerato il ritmo raggiungendo il valore di 3,1 mm/anno. Il 57% di questo sollevamento è attribuibile alla dilatazione termica degli oceani, al fatto cioè che con l'aumentare della temperatura il volume degli oceani aumenta. La fusione dei ghiacci continentali delle medie ed alte latitudini contribuisce per il 28% mentre la fusione dei ghiacci polari contribuisce per il restante 15%.

Infine, una variazione significativa è avvenuta in un fenomeno periodico e ricorrente della circolazione accoppiata atmosfera-oceano della intertropicale: il fenomeno di ENSO (El Niño Southern Oscillation), detto più brevemente "El Niño". Quest'ultimo fenomeno può essere descritto come un'anomalia climatica che, provocando il riscaldamento delle acque di superficie dell'Oceano Pacifico tropicale al largo del Sud America, ne influenza l'evaporazione e quindi condiziona le precipitazioni dell'intero Oceano, portando siccità e inondazioni. Il comportamento di El Niño è stato particolarmente insolito a partire dal 1970. Si è osservato, infatti, che sia la frequenza che la intensità di "El Niño" sono aumentate fino al 1998, quando questo fenomeno ha prodotto effetti particolarmente catastrofici, ma non successivamente al 1998, mentre i fenomeni opposti di "La Niña" hanno subito, senza soluzione di continuità, una diminuzione progressiva (in frequenza ed intensità).

### **Il rischio connesso ai cambiamenti climatici**

Se aumenta la concentrazione atmosferica di anidride carbonica tendono ad aumentare anche gli assorbimenti di anidride carbonica sia da parte della superficie terrestre, sia da parte del mare e degli oceani. Questi assorbitori vengono definiti sink. Più in generale, con il termine sink si intende qualsiasi processo, in grado di sottrarre o rimuovere uno o più gas-serra dall'atmosfera e confinarli stabilmente.

Tuttavia, per quanto riguarda gli oceani, l'aumento di temperatura delle acque che sta avvenendo in modo concomitante, tende a ridurre la solubilità di anidride carbonica nelle stesse e di conseguenza diminuisce le capacità di sequestro, ed immagazzinamento nell'oceano e nei mari, del carbonio atmosferico. Si hanno così due effetti contrapposti, con l'aumento delle concentrazioni in aria di anidride carbonica, aumentano gli assorbimenti oceanici, ma se aumenta anche la temperatura gli assorbimenti oceanici diminuiscono fino al punto di invertire il processo di assorbimento. L'ulteriore aumento della temperatura, infatti, trasforma l'oceano da assorbitore ad emettitore di anidride carbonica, innescando quindi un processo di amplificazione dell'accumulo di anidride carbonica atmosferica e di accelerazione del riscaldamento climatico per aumento dell'effetto serra.

Per quanto riguarda i suoli e gli ecosistemi terrestri, l'assorbimento di anidride carbonica atmosferica a livello globale è dato dal bilancio tra la produzione primaria netta globale (cioè la produzione di materia organica e biomassa attraverso i processi di fotosintesi clorofilliana) e le perdite globali di anidride carbonica dovute alla respirazione della vegetazione e dei suoli o alla distruzione della biomassa per decomposizione organica.

Quando la concentrazione atmosferica di anidride carbonica cresce, aumenta anche la produzione primaria netta (anche se in modo differente fra i vari ecosistemi), purché vi sia la necessaria disponibilità d'acqua e di nutrienti nei suoli. Tuttavia, l'aumento della biomassa globale non aumenta proporzionalmente al crescere dell'anidride carbonica atmosferica. L'aumento, infatti, tende a procedere a ritmo sempre minore, fino ad un certo valor limite, oltre il quale anche se l'anidride carbonica atmosferica continuasse a crescere la biomassa non crescerebbe più. Il valor limite dipende dalla capacità di accumulo a lungo termine di biomassa nei suoli e negli ecosistemi, oltre che dalla presenza di acqua e nutrienti nei suoli.

Se oltre ad aumentare la concentrazione atmosferica di anidride carbonica, aumenta anche la temperatura, si innesca un processo contrapposto, perché l'aumento di temperatura fa aumentare la respirazione delle piante e dei suoli ed accelera il ritmo di decomposizione della materia organica. Di conseguenza viene ridotta la capacità di sequestro ed immagazzinamento nell'ambiente terrestre del carbonio atmosferico fino al punto che se la temperatura continua ancora a crescere i suoli ed i sistemi vegetali diventano emettitori di anidride carbonica, mentre la biomassa terrestre, anche in presenza di acqua e di nutrienti si depaupera rapidamente.

Con le attuali condizioni climatiche globali si stima che gli assorbimenti complessivi globali (oceano e biosfera terrestre) ammontino a poco meno di 11 miliardi di tonnellate di anidride carbonica per anno. Poiché le emissioni globali sono attualmente pari a circa 27 miliardi di tonnellate per anno, le capacità di assorbimento globale dell'anidride carbonica emessa dalle attività umane sono pari al 42% circa. L'equilibrio tra emissioni ed assorbimenti si raggiungerebbe attualmente, solo tagliando il surplus di 15 miliardi di tonnellate per anno, cioè riducendo le emissioni di circa il 60%. Con l'aumento della temperatura media globale le capacità di assorbimento globale degli 11 miliardi di tonnellate attuali tenderanno a diminuire ulteriormente e, dunque, i processi di accumulo di anidride carbonica in atmosfera tenderanno ad accelerare, soprattutto se nel frattempo le emissioni continueranno a crescere.

Nella attuale situazione, in cui gli oceani e la biosfera terrestre stanno perdendo man mano le loro capacità di assorbimento, trasformandosi in emettitori delle quantità precedentemente assorbite ed accumulate, un effetto di reazione a catena tra anidride carbonica e temperatura non si può escludere a priori. Inoltre i processi di reazione tra anidride carbonica e temperatura e tra temperatura ed anidride carbonica non sono contemporanei, ma avvengono con un certo ritardo ed è difficile capire esattamente come la situazione attuale andrà a finire e se e quando anidride carbonica atmosferica e temperatura scambieranno i loro ruoli di causa ed effetto.

Gli scenari futuri di cambiamento climatico, elaborati finora, considerano solo processi lineari di causa (aumento delle concentrazioni atmosferiche di anidride carbonica) e di effetti (aumento della temperatura). Le attuali proiezioni (lineari) dei futuri cambiamenti del clima tengono conto di vari feedback, ma non delle doppie reazioni concatenate tra temperatura, anidride carbonica e viceversa. Il rischio che si possa generare una reazione a catena tra anidride carbonica ed atmosfera e temperatura che conduca a conseguenze imprevedibili in termini di rapide variazioni climatiche è tanto più alto quanto maggiori sono i tassi di incremento della anidride carbonica atmosferica o della temperatura.

Se il problema dei cambiamenti climatici, generato dalle attività umane, rappresenta dunque un rischio per ambiente globale e per l'umanità, questo va affrontato attraverso una duplice strategia di intervento:

- agendo sulle cause di origine antropica, che influiscono sui cambiamenti del clima;
- agendo sugli effetti e le conseguenze negative che si potrebbero manifestare a causa di un cambiamento climatico, in modo da minimizzarne gli aspetti negativi e i possibili danni.

Le Nazioni Unite hanno così definito rispettivamente due strategie: la strategia di mitigazione dei cambiamenti climatici e la strategia di adattamento ai cambiamenti climatici.

### 1) La strategia di mitigazione

La strategia di mitigazione ha l'obiettivo di eliminare o quanto meno rallentare i cambiamenti climatici dovuti alle attività umane, ed in particolare eliminarne la principale causa, che è l'accumulo di gas-serra in atmosfera.

Essa è stata suddivisa in due fasi, in relazione alle responsabilità che hanno i vari paesi come inquinatori globali. La prima fase riguarda solo i paesi industrializzati che storicamente hanno prodotto il maggior inquinamento del pianeta (e che si conclude nel 2012) ed una seconda fase che riguarda tutti i paesi del mondo e che inizia a partire dal 2012.

Gli interventi generali e prioritari della prima fase della strategia di mitigazione sono tutti contenuti nel Protocollo di Kyoto, che definisce quali sono i gas-serra da ridurre, quanto dovrà essere complessivamente ridotto (il 5,2% delle emissioni di tutti i paesi industrializzati rispetto al 1990), quanto ciascun Paese industrializzato dovrà ridurre (per esempio l'Unione Europea dovrà ridurre del 8% e l'Italia del 6,5%), con quali modalità dovrà avvenire tale riduzione ecc.

La seconda fase della strategia di mitigazione, che comincerà il 2012 (post-Kyoto) deve ancora essere messa a punto, e vedrà il coinvolgimento congiunto dei paesi industrializzati e di quelli in via di sviluppo verso obiettivi che dovranno progressivamente arrivare all'obiettivo generale di riequilibrio fra emissioni globali ed assorbimenti globali di anidride carbonica, una riduzione che dovrà aggirarsi attorno al 60% delle emissioni attuali.

## 2) La strategia di adattamento

Accanto alla strategia di mitigazione che è certamente più urgente per rallentare il più possibile i cambiamenti del clima causati dalle attività umane, è necessario realizzare anche una strategia che porti il mondo attuale ad adattarsi, senza troppi danni, ad un mondo futuro (ambientale e climatico) che sarà sicuramente diverso da quello attuale.

Va tenuto anche presente che a causa dell'inerzia del sistema terra-atmosfera, anche ipotizzando immediate ed efficaci politiche di mitigazione, i loro effetti sarebbero evidenti solo nel lungo periodo. Processi di adattamento si rendono quindi comunque necessari.

L'adattamento comporta, in sostanza, la messa a punto di piani, programmi, azioni e misure tali da minimizzare conseguenze negative e danni causati dai possibili, e probabili, cambiamenti climatici, cioè tali, da ridurre la vulnerabilità territoriale e quella socio economica ai cambiamenti del clima.

Per la predisposizione e l'attuazione delle misure di adattamento, è ovviamente necessario:

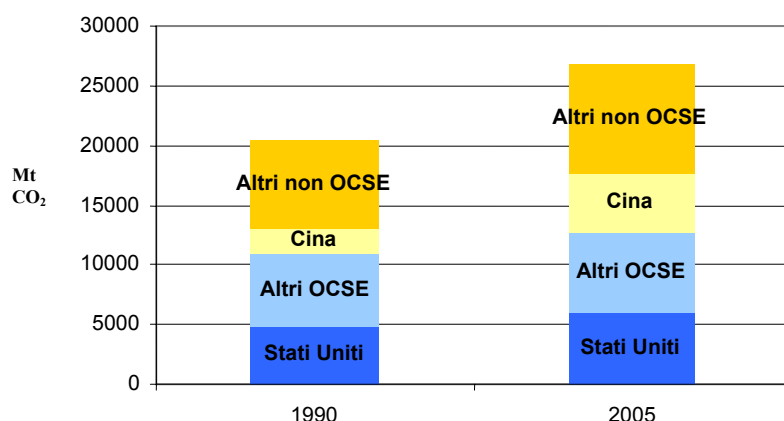
- conoscere, prima di tutto, il grado di vulnerabilità (o di resilienza) dell'ambiente e del territorio quale esso è, indipendentemente dai cambiamenti climatici;
- valutare, successivamente, come tale vulnerabilità evolve o viene modificata in relazione ai prevedibili scenari futuri di cambiamento del clima;
- analizzare, infine, le possibili opzioni di intervento (per esempio protezione delle coste, protezione della salute umana, adattamento del sistema agricolo) per ridurre i nuovi rischi che si generano per la accresciuta della vulnerabilità e per prevenire gli effetti negativi e i danni.

### 1.2.2 Andamento delle emissioni per area geopolitica e per usi finali

Come accennato nel precedente paragrafo, le emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera derivanti dall'utilizzo di combustibili fossili sono aumentate di più di 6 miliardi di tonnellate negli ultimi 15 anni (+31,4%) raggiungendo i 26,8 miliardi di tonnellate nel 2005. Nello stesso periodo la Cina ha più che raddoppiato la quantità di CO<sub>2</sub> emessa in atmosfera e più di due terzi dell'incremento complessivo delle emissioni è avvenuto nei paesi meno industrializzati.

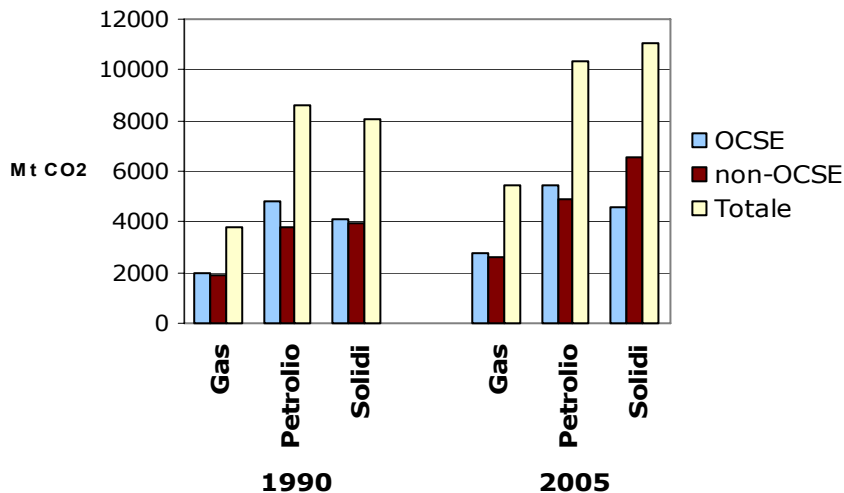
Nel 1990 le emissioni provenienti dai paesi OCSE ammontavano al 53% del totale e gli Stati Uniti da soli erano responsabili di poco meno di un quarto delle emissioni totali. Attualmente i paesi OCSE sono responsabili del 47,6% delle emissioni che avvengono a livello globale (gli Stati Uniti hanno una quota del 22%) (figura 1.23).

Figura 1.23 – Emissioni di CO<sub>2</sub> per area (Mt CO<sub>2</sub>)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Figura 1.24 - Emissioni di CO<sub>2</sub> per fonte e per area (Mt CO<sub>2</sub>)

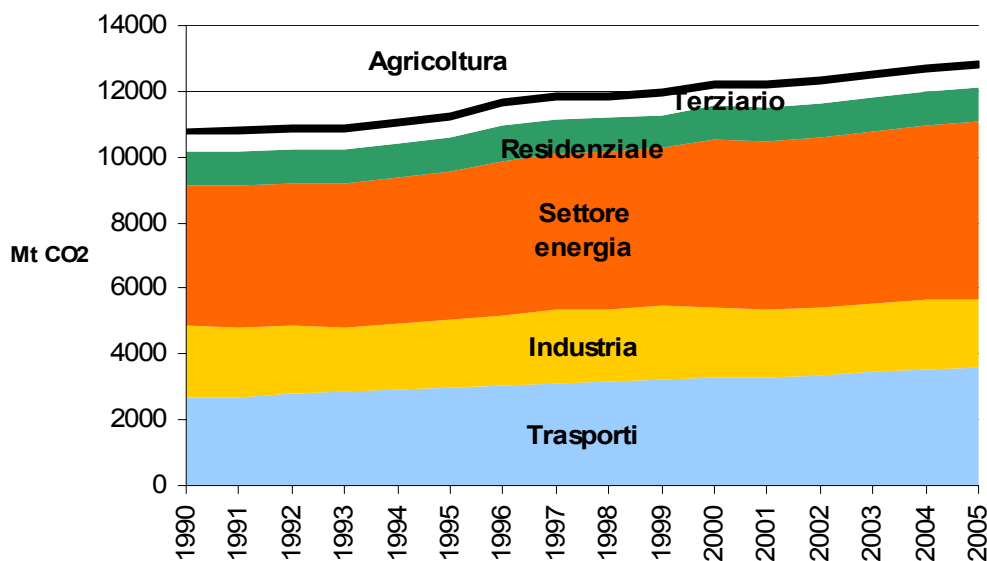


Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Un esame delle emissioni per fonte, evidenzia come nell'arco del periodo analizzato siano cresciute le emissioni dovute all'utilizzo di petrolio (sia nei paesi OCSE che nei paesi meno sviluppati) e, soprattutto, quelle dovute all'utilizzo di combustibili solidi (cresciute quasi esclusivamente nei paesi non-OCSE) che attualmente rappresentano una quota pari al 41% delle emissioni totali (figura 1.24).

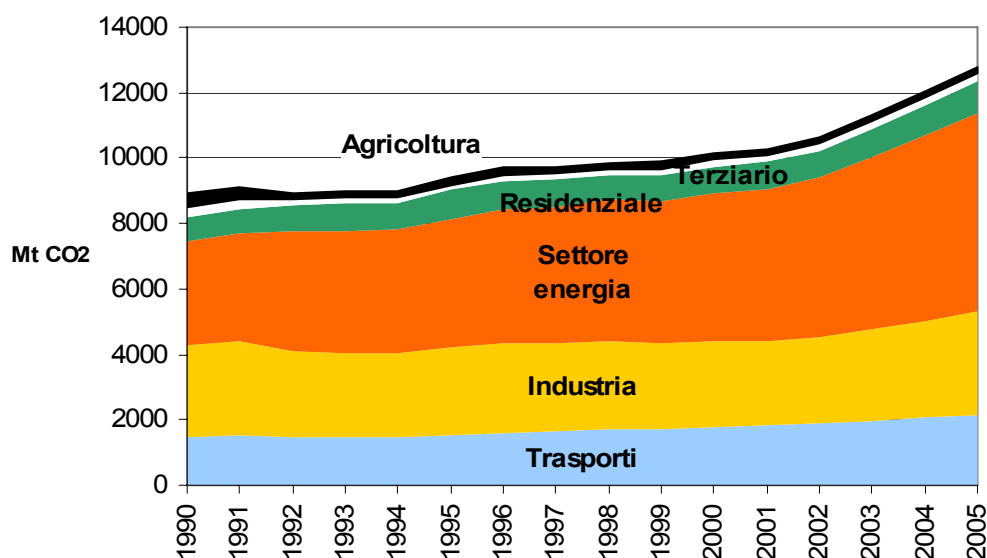
L'andamento per settori mostra come nei paesi OCSE, la quota di emissioni provenienti dal settore trasporti sia particolarmente elevata e caratterizzata da una notevole dinamicità. Considerazioni simili valgono per il settore energetico; gli altri settori mostrano un andamento delle emissioni pressoché stazionario durante l'arco temporale preso in considerazione (figura 1.25).

Figura 1.25 - Emissioni di CO<sub>2</sub> per settore (Mt CO<sub>2</sub>) – paesi OCSE



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Figura 1.26 - Emissioni di CO<sub>2</sub> per settore (Mt CO<sub>2</sub>) – paesi non-OCSE



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Nei paesi non-OCSE si registra una sostanziale stabilità delle emissioni prodotte dall'agricoltura e dal settore civile. Il settore trasporti mostra una moderata tendenza alla crescita delle emissioni ma l'ammontare complessivo di CO<sub>2</sub> prodotta è meno rilevante di quello che il settore produce nei paesi OCSE (figura 1.26).

Dalla fine degli anni novanta, appaiono in forte crescita le emissioni del settore manifatturiero e, soprattutto, del settore energetico. L'impennata delle emissioni dovute al consumo di combustibili solidi che si registrava in precedenza è quindi strettamente legata allo sviluppo del settore termoelettrico nei principali paesi dell'Asia.

### 1.3 Scenari internazionali della domanda di energia e delle emissioni: il *World Energy Outlook 2006*

Nell'autunno del 2006, l'Agenzia Internazionale dell'Energia ha pubblicato il World Energy Outlook 2006 contenente gli scenari al 2030 della domanda di energia e delle emissioni. La pubblicazione presenta i possibili percorsi di evoluzione del quadro energetico internazionale sinteticamente descritti dallo Scenario di Riferimento (a legislazione vigente) e dallo Scenario Alternativo (che contempla un insieme definito di politiche e misure in campo energetico e ambientale).

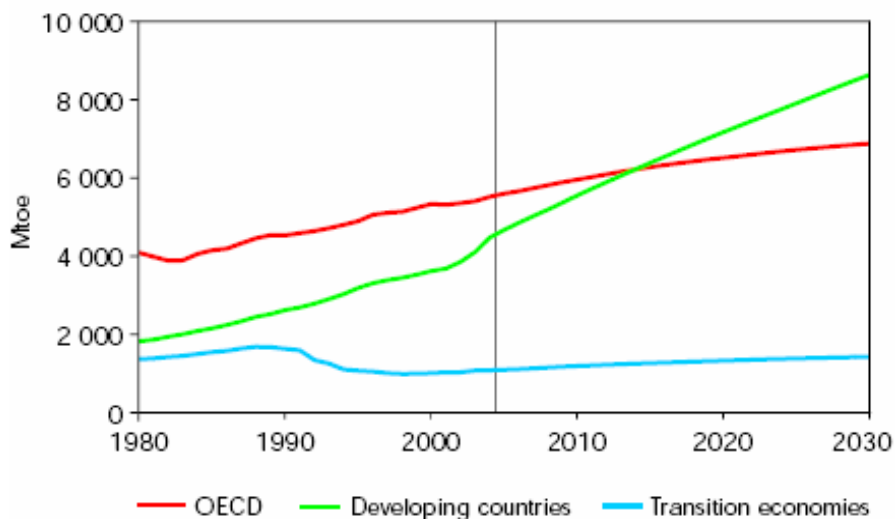
L'*Outlook* conferma che, in assenza di nuove politiche, premessa di base dello Scenario di Riferimento, la domanda di combustibili fossili, i loro flussi di scambio e le emissioni di gas-serra continuerebbero l'attuale tendenza alla crescita fino al 2030. Lo studio dimostra inoltre, in uno Scenario Alternativo, che applicando un ventaglio di politiche e di provvedimenti attualmente allo studio in vari paesi del mondo, si potrebbe ridurre in maniera significativa il tasso di crescita della domanda di energia e limitare drasticamente le emissioni. È importante notare che il costo dell'attuazione di queste politiche sarebbe più che controbilanciato dai vantaggi economici che si otterrebbero producendo ed utilizzando l'energia in maniera più razionale.

#### Lo Scenario di Riferimento

Nello scenario tendenziale la domanda di energia primaria raggiunge 17.095 Mtep nel 2030, con un aumento del 53% rispetto al 2004, pari ad un tasso medio annuo di crescita dell'1,6%. Più del 70% dell'aumento della domanda durante l'arco di tempo considerato nelle proiezioni proviene dai paesi emergenti, con la sola Cina che conta per il 30%. La crescita economica e demografica di questi paesi contribuisce a spostare il baricentro della domanda mondiale di energia (figura 1.27).

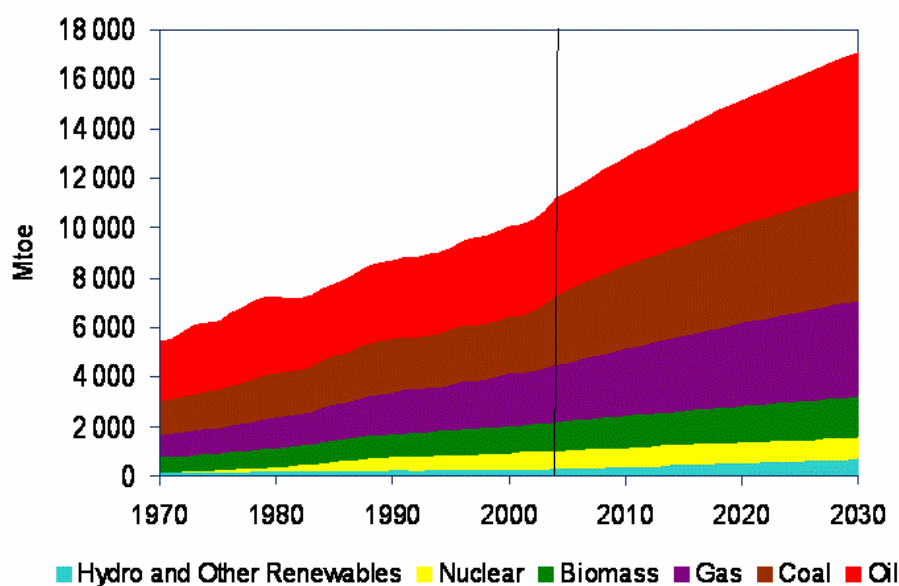


Figura 1.27 – Consumi di energia primaria per area



Fonte: AIE - WEO 2006

Figura 1.28 – Consumi di energia primaria per fonte



Fonte: AIE - WEO 2006

Come già evidenziato anche nelle edizioni precedenti dell'Outlook, le fonti fossili continuano a ricoprire un ruolo chiave mantenendo una quota di circa l'80% dell'offerta di energia primaria e contribuendo per circa l'83% all'incremento complessivo dei consumi primari di energia (figura 1.28).

Sebbene il petrolio rimanga la fonte più utilizzata a livello globale, lo scenario prospetta un riequilibrio delle quote di consumo a favore del gas naturale (che mostra il tasso di crescita più elevato tra le fonti fossili) e dei combustibili solidi, il cui mercato incrementa in termini assoluti pone seri problemi di sostenibilità ambientale. Diversamente dalle proiezioni del WEO-2005, il carbone registra un grande incremento della domanda in termini assoluti, principalmente per la produzione di energia elettrica. Cina e India assorbono circa i quattro quinti della domanda aggiuntiva di carbone, che continua a rimanere il secondo combustibile primario per ordine di importanza con una percentuale che, all'interno della domanda mondiale, aumenta leggermente. Anche il gas naturale aumenta in percentuale, anche se ad un tasso meno rapido di quanto previsto nell'ultimo Outlook, a causa dei prezzi più elevati.

Nello scenario tendenziale del WEO 2006 si prefigura una riduzione della quota di offerta primaria che proviene dalla fonte elettronucleare a causa dell'insufficiente tasso di sostituzione delle centrali esistenti per le quali è prevista la dismissione entro il 2030.

Per l'offerta di elettricità da fonte idroelettrica è prevista una debole crescita; l'utilizzo di biomasse per usi civili con tecnologie tradizionali nei paesi in via di sviluppo dovrebbe diminuire, a seguito dello spostamento della domanda verso forme più moderne di energia commerciale; tale effetto è più che compensato dal crescente uso di biomasse per la produzione di biocombustibili.

Le altre fonti rinnovabili, infine, mostrano un tasso di crescita particolarmente dinamico (+6,6% in media annua) ma non riescono a coprire una quota dell'offerta primaria superiore all'1,7% nel 2030 (0,5% nel 2004).

Le proiezioni sopra illustrate presuppongono un tasso di crescita della popolazione dell'1% con una crescita più marcata nei paesi in via di sviluppo. Le ipotesi sulla crescita della popolazione portano a stimare la popolazione mondiale in 8,1 miliardi di persone al 2030.

Negli scenari dell'Outlook 2006 si assume, inoltre, un tasso di crescita del PIL del 3,4% in termini reali per il periodo 2004-2030 a fronte di un incremento del 3,2% nell'ultimo quarto di secolo. Il tasso di crescita rallenta progressivamente passando dal 4% del periodo 2004-2015 al 2,9% nel periodo 2015-2030. Analogamente a quanto verificato negli anni più recenti, la crescita è trainata dalle economie asiatiche e, in tutte le regioni, si assiste ad una generalizzata riduzione della quota di produzione dei settori *energy intensive* a favore delle industrie leggere e del settore terziario.

Le ipotesi di base dell'Outlook sono state riviste rispetto al WEO-2004 e 2005 aumentando i prezzi del petrolio, nell'aspettativa che i margini tra domanda e offerta per il greggio e per i prodotti raffinati rimangano esigui. Nei due scenari del WEO 2006 si ipotizza un deciso calo del prezzo medio dell'import di greggio nei paesi dell'AIE nella prima parte del prossimo decennio fino ad arrivare a 47 dollari per barile in termini reali, per poi aumentare costantemente fino a 55\$ in termini reali al 2030. Si ipotizza che anche i prezzi del gas naturale seguano, a grandi linee, i prezzi del petrolio e questo, a causa di un vasto e costante utilizzo di indici dipendenti dal prezzo del greggio nei contratti di fornitura di gas a lungo termine, e per la competizione tra i combustibili. I prezzi del carbone risultano più stabili ma sostanzialmente seguono il trend dei prezzi di petrolio e gas.

L'andamento dei prezzi del petrolio non sembra però influenzare in misura sufficiente l'andamento della domanda. La progressiva mancanza di reattività della domanda di petrolio ai prezzi dipende soprattutto dal peso crescente della domanda proveniente dal settore trasporti; quest'ultimo si caratterizza per una maggiore inelasticità del consumo ai prezzi, rispetto a quanto verificato per altri settori energetici.

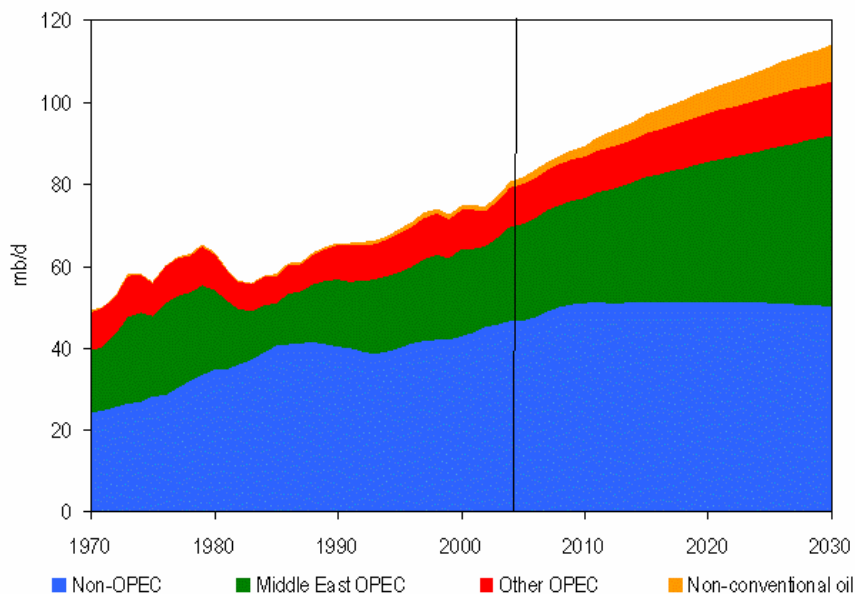
Ne consegue un aggravamento della dipendenza energetica dei paesi OCSE e dell'Asia amplificata dalla concentrazione della produzione di gas e petrolio in un gruppo ristretto di paesi.

La dipendenza energetica appare quindi minacciata dalle tendenze per il settore *oil & gas* delineate nello Scenario di Riferimento (figura 1.29):

- si prevede infatti il declino della produzione di petrolio dei paesi non-OPEC e la conseguente concentrazione della produzione in un limitato numero di paesi;
- si prevede altresì il declino della produzione di gas in Europa e negli Stati Uniti con la conseguente crescita della dipendenza in queste (e altre) regioni se non saranno adottate nuove politiche;
- l'offerta incrementale di petrolio sarà coperta in misura crescente dalla produzione dei paesi OPEC capaci di aumentare l'offerta di oltre 22 Mb/g nei prossimi 25 anni; i paesi non-OPEC riusciranno ad incrementare l'offerta di greggio di soli 1,8 Mb/g. Nello scenario è attesa una rilevante crescita di produzione (7,4 Mb/g di cui 6 Mb/g nei paesi non-OPEC) di petrolio non-convenzionale;
- la crescente domanda di gas naturale (2% l'anno per i prossimi 25 anni) trainerà l'espansione degli scambi a livello internazionale per i quali si prevede un incremento del 127% al 2030. Due terzi dell'incremento saranno possibili grazie all'espansione della

produzione proveniente dal Medio Oriente e dall’Africa esportata in gran parte come GNL in Europa e Nord America. La Russia potrebbe perdere il ruolo di principale fornitore di gas naturale del mercato europeo a scapito dell’Africa: l’*Outlook* prevede infatti una relativa lentezza nella crescita della capacità di produzione in Russia tale da determinare una perdita di quote di mercato in Europa.

Figura 1.29 – Produzione di petrolio per area (Mb/g)

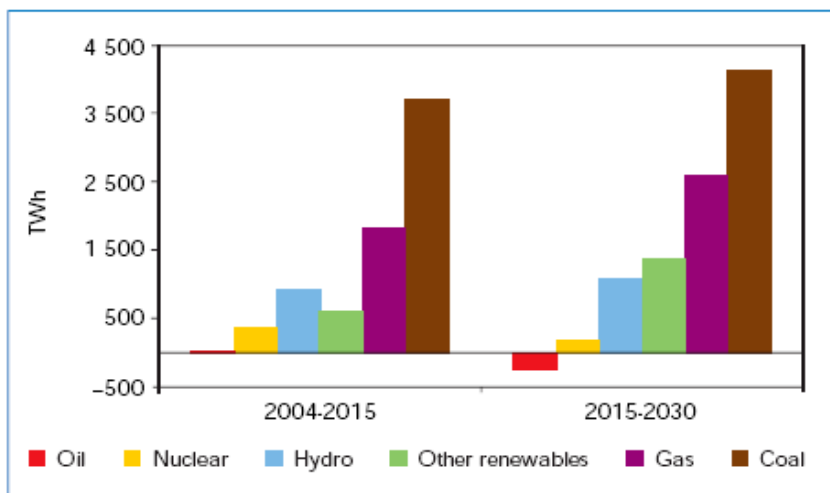


Fonte: AIE – WEO 2006

L’incremento della domanda di carbone negli ultimi due anni è stato superiore a quello registrato nel decennio 1993-2003: gran parte dell’incremento è trainato dalla domanda cinese. Lo Scenario di Riferimento del WEO 2006 mette in luce il consolidamento di tale tendenza e il mantenimento di una sostanziale coincidenza tra regioni di consumo e regioni di produzione.

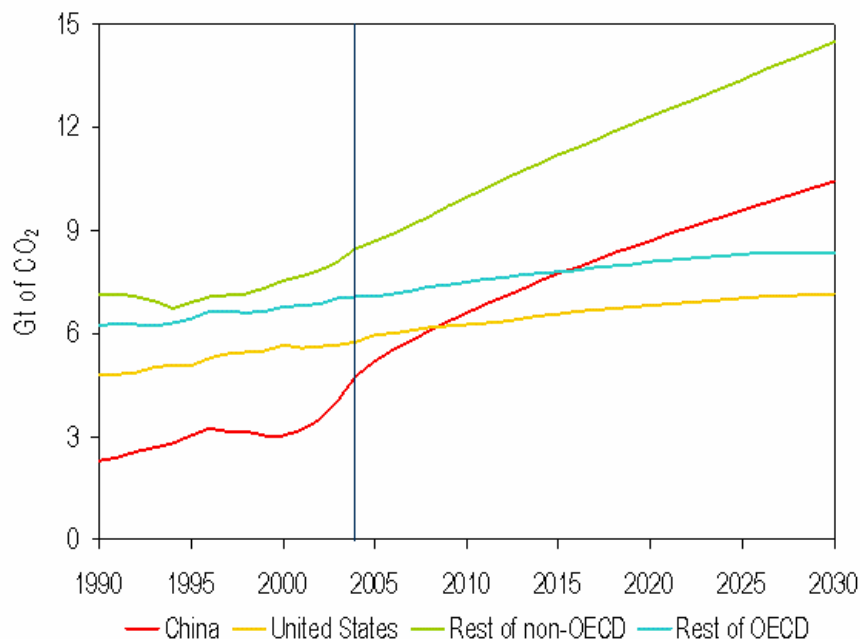
La domanda di carbone, diversamente da quella degli altri combustibili fossili, non sembra comportare problemi alla sicurezza degli approvvigionamenti quanto pressioni di carattere ambientale.

Figura 1.30 – Generazione di elettricità per fonte, incremento in termini assoluti (AIE Reference Scenario)



Fonte: AIE – WEO 2006

Figura 1.31 – Emissioni di CO<sub>2</sub> da utilizzo di combustibili fossili (GtCO<sub>2</sub>)



Fonte: AIE – WEO 2006

L'incremento dei consumi di combustibili solidi assume una particolare rilevanza in ambito ambientale (figura 1.31): tra il 2004 e il 2030 si prevede un incremento delle emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera del 55%, pari a 14,3 miliardi di tonnellate. Metà di tale incremento proviene dal settore termoelettrico (figura 1.30) e in particolare dalle nuove centrali elettriche a carbone costruite in Cina e India.

In generale, i paesi in via di sviluppo saranno responsabili del 70% dell'incremento di emissioni in atmosfera e, prima del 2010, la Cina diverrà il paese con il più elevato livello di emissioni, superando gli Stati Uniti. È comunque utile rilevare che, il livello di emissioni pro capite della Cina e sarà al 2030 pari al 60% di quello dei paesi OCSE.

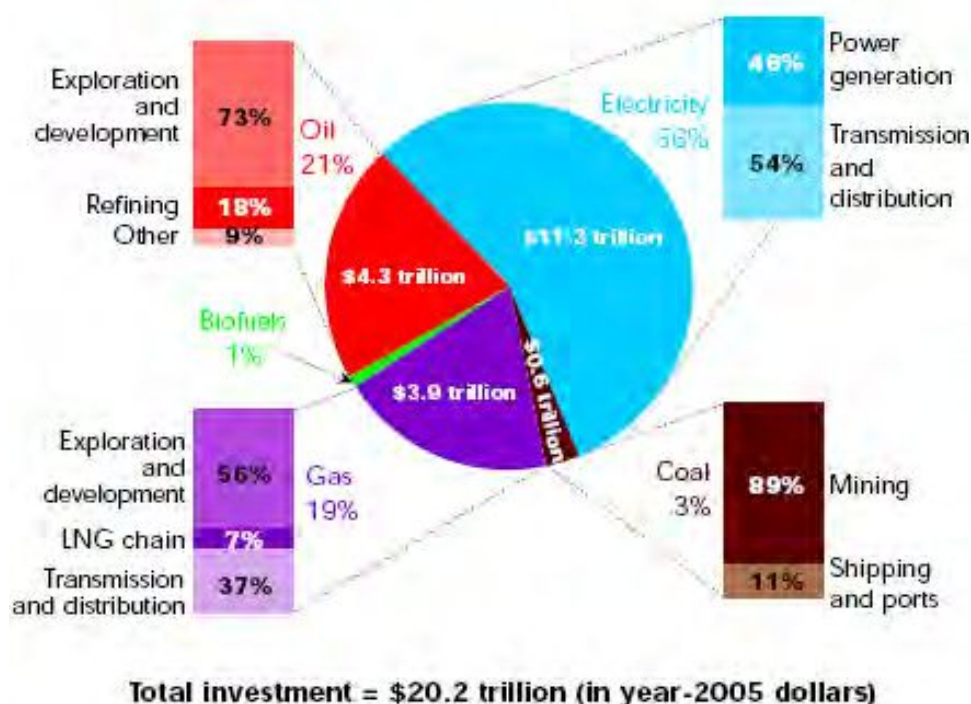
I paesi Annex I, nel complesso, non riuscirebbero a raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo di Kyoto. Come si vedrà in seguito nell'analisi dello Scenario Alternativo, anche l'adozione di un insieme articolato di politiche e misure non garantirebbe il rispetto dei vincoli fissati dal Protocollo entro il 2010.

Gli investimenti necessari al soddisfacimento del livello di domanda energetica previsto nello Scenario di Riferimento ammontano a 20 mila miliardi di dollari (a prezzi costanti) in tutto il periodo 2004-2030 (figura 1.32).

Rispetto a proiezioni precedenti tale cifra è più elevata di circa 3mila miliardi a causa di costi unitari generalmente più elevati. Il 56% degli investimenti previsti (11.300 miliardi di dollari) coinvolge il settore elettrico, mentre il settore del petrolio e quello del gas dovrebbero attirare ciascuno il 20% circa del totale; biocarburanti (1%) e carbone (3%) sono gli altri importanti settori di investimento.

Più della metà degli investimenti sono necessari allo sviluppo del settore energetico dei paesi emergenti e la sola Cina assorbirà 3700 miliardi dollari, pari al 18% del totale.

Figura 1.32 – Investimenti nel settore energetico nel periodo 2004 -2030 (US\$ 2005)



Fonte: AIE – WEO 2006

Nel settore *upstream* di gas e petrolio si è assistito ad un raddoppio degli investimenti tra il 2000 e il 2005; gran parte dell'incremento è stato provocato dalla crescita dei costi unitari di investimento; per questo motivo nell'Outlook si ritiene che gli investimenti per l'*upstream* pianificati dalle compagnie petrolifere fino al 2010 contribuiranno ad un lieve incremento della capacità produttiva.

Dopo tale data, si ipotizza che la carenza di materiali, attrezzature, macchinari e personale specializzato si attenui e con essa la pressione sui costi, permettendo una crescita più rapida della capacità di esplorazione e di estrazione.

### Lo Scenario Alternativo

Mantenendo le ipotesi relative alla dinamica demografica, economica e all'andamento dei prezzi delle fonti energetiche che sono stati utilizzati per lo Scenario di Riferimento, l'Agenzia ha elaborato anche uno Scenario Alternativo (figura 1.33).

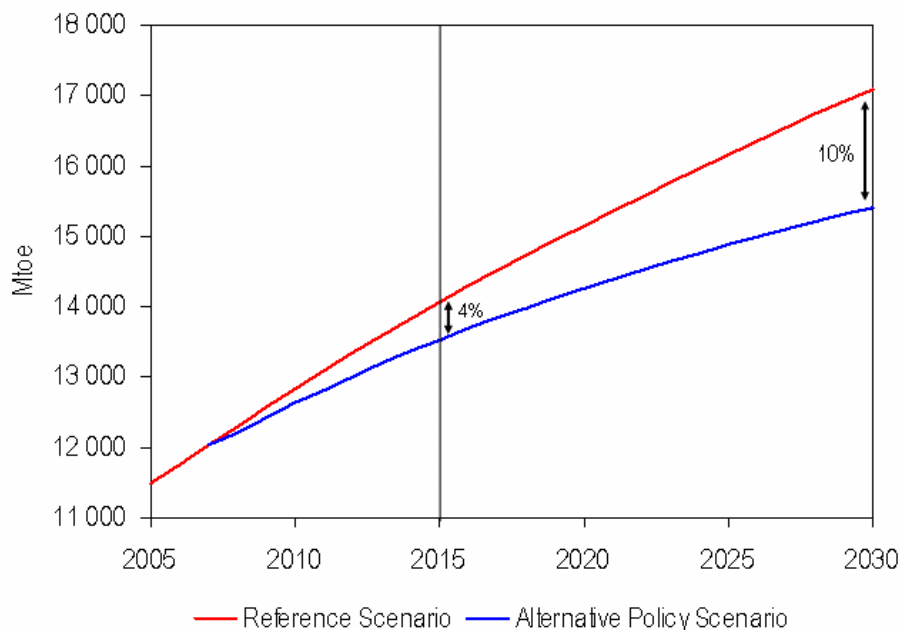
Lo Scenario Alternativo analizza l'evoluzione del mercato energetico a livello globale in relazione all'impatto di un insieme di politiche, attualmente all'esame di molti governi, finalizzate all'aumento della sicurezza energetica e alla riduzione delle emissioni.

Con l'attuazione di queste politiche la domanda di energia, le importazioni e le emissioni di CO<sub>2</sub> registrerebbero una crescita significativamente più lenta, ma il ritardo di soli 10 anni nell'attuazione di tali politiche, ridurrebbe di tre quarti l'impatto sulle emissioni.

Gli investimenti dei prossimi dieci anni rivestono quindi un'importanza cruciale perché determineranno il contesto tecnologico che guiderà il sistema economico per sessanta anni.

Gli interventi previsti nello Scenario di Riferimento includono incrementi di efficienza nella produzione e nell'utilizzo dell'energia e il sostegno alla produzione di energia da fonti non fossili.

Figura 1.33 – Consumi primari di energia nello Scenario di Riferimento e nello Scenario Alternativo



Fonte: AIE – WEO 2006

La domanda di energia primaria al 2030 mostra una riduzione del 10% rispetto allo Scenario di Riferimento; tale riduzione – pari a 1690 Mtep – equivale al livello attuale di consumo di un paese come la Cina; il tasso di crescita annuo della domanda di energia primaria passa all'1,2% dall'1,6% dello Scenario di Riferimento. L'impatto delle politiche è leggermente meno marcato nel primo decennio del periodo in esame: la differenza tra i due scenari, per quanto riguarda la domanda di energia primaria, è del 4% al 2015.

Particolarmente rilevante sia in termini assoluti (929 Mtep in meno rispetto allo Scenario di Riferimento) che in termini percentuali (circa il 21% in meno rispetto allo Scenario di Riferimento) è il contenimento della domanda di carbone attuato sia attraverso misure di risparmio che attraverso misure che agevolano il *fuel switch* nel settore termoelettrico.

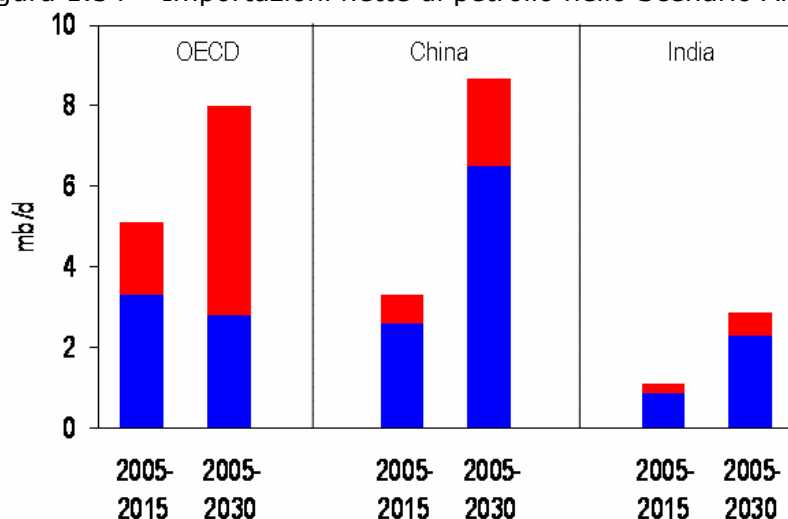
Nello Scenario Alternativo la domanda di petrolio al 2030 raggiunge i 103 Mb/g, con un incremento di circa 20 Mb/g rispetto al 2005 ma con una riduzione di 13 Mb/g rispetto alle proiezioni dello Scenario di Riferimento: tale riduzione appare piuttosto rilevante ed equivale alla produzione attuale di Arabia Saudita e Iran.

La domanda globale di petrolio registrerebbe una drastica contrazione anche nel breve periodo (5 Mb/g in meno al 2015). L'adozione di standard di efficienza più stringenti per il parco circolante e la diffusione dei biocombustibili porterebbero a conseguire il 60% di tale riduzione. I paesi OCSE riuscirebbero a stabilizzare le proprie importazioni di petrolio attorno al 2015 registrando un incremento della dipendenza rispetto al 2005 ma di dimensioni inferiori rispetto a quello evidenziato nello Scenario di Riferimento (figura 1.34).

La sicurezza energetica dell'Unione Europea trarrebbe giovamento dall'incremento nell'utilizzo di biocombustibili e dall'adozione di standard di efficienza più efficienti per le automobili: il risparmio si tradurrebbe in una riduzione delle importazioni di petrolio pari a 0,5 Mb/g al 2015 e a 1,3 Mb/g al 2030.

Le politiche considerate nello Scenario Alternativo agevolerebbero anche il contenimento del potere di mercato dei paesi OPEC la cui quota di produzione raggiunge il 43% del totale a fronte del 49% nello Scenario di Riferimento.

Figura 1.34 – Importazioni nette di petrolio nello Scenario Alternativo



■ Alternative Policy Scenario ■ Savings compared with Reference Scenario

Fonte: AIE – WEO 2006

La domanda di gas nello Scenario Alternativo cresce dell'1,5% all'anno, mezzo punto percentuale in meno rispetto allo scenario di Riferimento e, al 2030, i consumi (2877 Mtep) sono inferiori a quelli dello Scenario di riferimento di circa il 13%. Le azioni di contenimento della domanda di elettricità e l'utilizzo di una quota maggiore di generazione elettrica da fonti rinnovabili rendono possibile tale risultato.

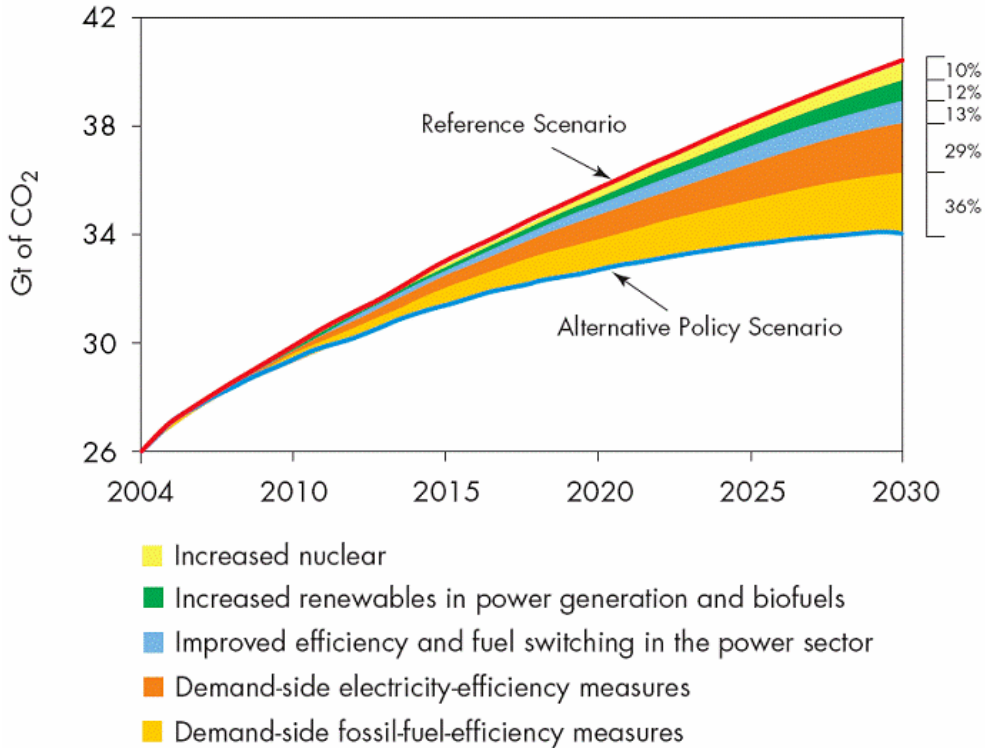
Nello Scenario Alternativo le importazioni di gas sono notevolmente inferiori a quelle dello scenario tendenziale in tutti i principali mercati: al 2030 si stima un livello di scambi internazionali pari a 749 miliardi di m<sup>3</sup> (18% della produzione) a fronte di 936 miliardi di m<sup>3</sup> (20%) previsti dallo Scenario di Riferimento. Solamente in Cina, a seguito di un'azione di contenimento dell'utilizzo di carbone nella generazione termoelettrica, si verificherebbe un incremento della domanda di gas rispetto allo Scenario di Riferimento e un conseguente incremento delle importazioni.

Lo Scenario Alternativo presenta un livello di emissioni inferiore a quello previsto dallo Scenario di Riferimento al 2030 di circa il 16% pari a 6,3 Gt CO<sub>2</sub> – una quantità equivalente all'attuale livello di emissioni in Canada e negli Stati Uniti (figura 1.35).

Un ritardo di dieci anni nell'attuazione delle politiche determinerebbe una riduzione delle emissioni rispetto allo Scenario di Riferimento di solo il 2%.

Il livello delle emissioni è inferiore a quello previsto dallo Scenario di Riferimento in tutte le regioni: in particolare le emissioni per i paesi OCSE raggiungono un picco nel 2015 e poi declinano. In Giappone e Unione Europea le emissioni al 2030 saranno al di sotto dei livelli correnti.

Figura 1.35 – Emissioni di CO<sub>2</sub>: confronto tra Scenario Alternativo e Scenario di Riferimento



Fonte: AIE – WEO 2006

Il miglioramento dell'efficienza negli usi finali di energia (autoveicoli, impianti di condizionamento, illuminazione, motori industriali) determinerebbe poco meno di due terzi della riduzione di emissioni rispetto allo Scenario di Riferimento. Gli incrementi di efficienza nella generazione termoelettrica e un incremento della produzione nucleare e da fonti rinnovabili contribuirebbero per circa il 35%.

La messa in opera di una decina di politiche sarebbe sufficiente per ottenere circa il 40% della riduzione delle emissioni (tabella 1.12); tali misure portano anche a maggiori riduzioni delle importazioni di petrolio per un ammontare di 2,25 Mb/g (di cui 1,52 Mb/g derivanti dall'incremento degli standard di efficienza CAFE – Corporate Average Fuel Economy - negli Stati Uniti).

Da un primo esame risulta evidente come le politiche maggiormente significative risultano essere quelle che producono una riduzione dell'impiego delle fonti fossili: incremento nell'utilizzo di fonti rinnovabili e nucleare, miglioramenti di efficienza nel settore elettrico, nel settore civile e nei trasporti.

Le politiche chiave incluse nello Scenario Alternativo, capaci di determinare il 37% della riduzione di emissioni a livello globale sono schematicamente rappresentate nella tabella 1.12.



Tabella 1.12 - Principali politiche di riduzione delle emissioni contenute nello Scenario Alternativo

Paese/Regione	Efficienza energetica			Generazione elettrica		
		Emissioni evitate (MtCO <sub>2</sub> )	Percentuale sul totale delle emissioni evitate		Emissioni evitate (MtCO <sub>2</sub> )	Percentuale sul totale delle emissioni evitate
<b>Stati Uniti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Standard CAFE più stringenti</li> <li>Miglioramenti di efficienza nel settore civile</li> </ul>	348	5%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Crescente utilizzo di fonti rinnovabili</li> </ul>	150	2%
<b>Unione Europea</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Miglioramenti nell'efficienza del parco circolante</li> <li>Miglioramenti di efficienza negli usi elettrici del settore terziario</li> </ul>	167	3%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Crescente utilizzo di fonti rinnovabili</li> <li>Estensione periodo di attività degli impianti nucleari esistenti</li> </ul>	289	5%
<b>Cina</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Miglioramenti di efficienza negli usi elettrici nell'industria</li> <li>Miglioramenti di efficienza nel settore residenziale</li> </ul>	405	6%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Miglioramenti di efficienza delle centrali a combustibili fossili e <i>switch</i> carbone-gas</li> <li>Crescente utilizzo di fonti rinnovabili</li> <li>Crescente utilizzo di energia nucleare</li> </ul>	974	15%

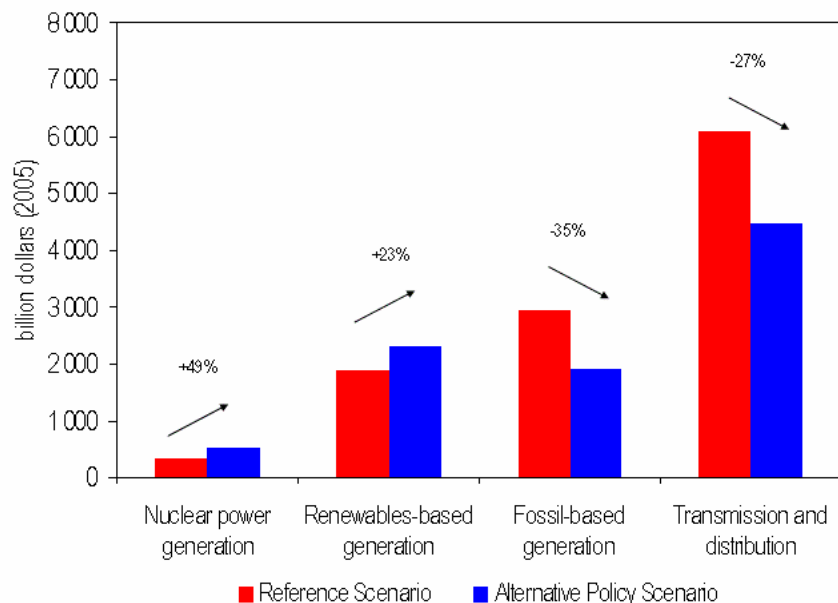
Fonte: elaborazioni ENEA su dati AIE WEO 2006

Il costo delle politiche delineate dallo Scenario Alternativo appare più sostenibile di quello risultante dallo Scenario di Riferimento. L'ammontare complessivo degli investimenti in tutto l'arco temporale considerato evidenzia infatti una riduzione rispetto alle proiezioni dello Scenario di Riferimento (figura 1.36).

Nell'arco temporale che va dal 2005 al 2030, gli investimenti totali per l'intera filiera energetica sono inferiori rispetto allo Scenario di Riferimento di 560 miliardi di dollari.

I costi più elevati sostenuti dai consumatori per l'acquisto di prodotti a maggiore efficienza energetica (circa 2400 miliardi in più rispetto allo Scenario di Riferimento) sono più che compensati dai risparmi sul costo dei combustibili e dai minori investimenti dei produttori di energia (circa 3000 miliardi in meno rispetto allo Scenario di Riferimento).

Figura 1.36 – Investimenti cumulati in infrastrutture del settore elettrico 2005-2030 (mld US\$)



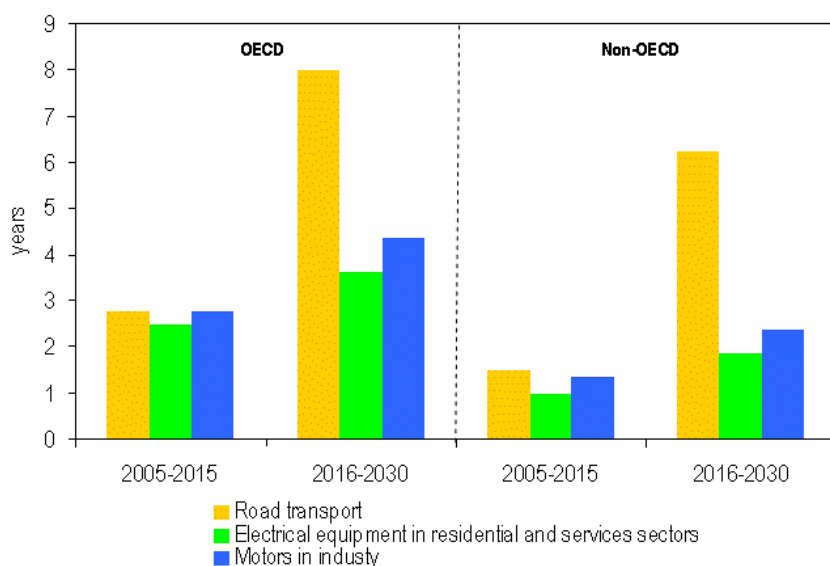
Fonte: AIE – WEO 2006

In particolare si valuta che per ogni dollaro investito in apparecchiature elettriche più efficienti, si risparmiano 2,2 dollari di investimento in impianti di produzione, reti elettriche ecc. Inoltre, per ogni dollaro investito nell'acquisto di autoveicoli più efficienti, è possibile risparmiare 2,4 dollari in importazioni di petrolio.

Per gli investimenti supplementari che interessano il contenimento della domanda lo scenario mostra tempi di ritorno piuttosto brevi (da uno a otto anni) in particolare modo nei paesi non-OCSE e per gli interventi effettuati prima del 2015 (figura 1.37).

Gli aspetti redistributivi delle politiche dello Scenario Alternativo devono tuttavia essere presi ben in considerazione dai decisori politici per agevolare le scelte razionali dei consumatori finali di energia sui quali, in ultima analisi, grava l'onere delle azioni di riduzione.

Figura 1.37 – Scenario Alternativo: Periodo medio di ritorno degli investimenti



Fonte: AIE – WEO 2006

## Nucleare

L'energia nucleare potrebbe svolgere un ruolo importante per ridurre la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e per limitare le emissioni di CO<sub>2</sub>.

Nello scenario di Riferimento la potenza installata a livello globale aumenta da 368 GW del 2004 a 417 GW nel 2030. L'apporto alla crescita della domanda elettrica è tuttavia marginale in questo scenario in cui la quota di produzione elettronucleare al 2030 diminuisce in percentuale rispetto al 2004. In altri termini, nello Scenario di Riferimento si ipotizza che sia costruito un numero limitato di nuovi reattori e che si proceda con il piano di dismissione degli impianti esistenti. Nello Scenario Alternativo, misure volte a favorire l'energia nucleare porterebbero ad un aumento della capacità installata a 519 GW nel 2030 con un contestuale incremento della percentuale di produzione nucleare nel mix energetico complessivo.

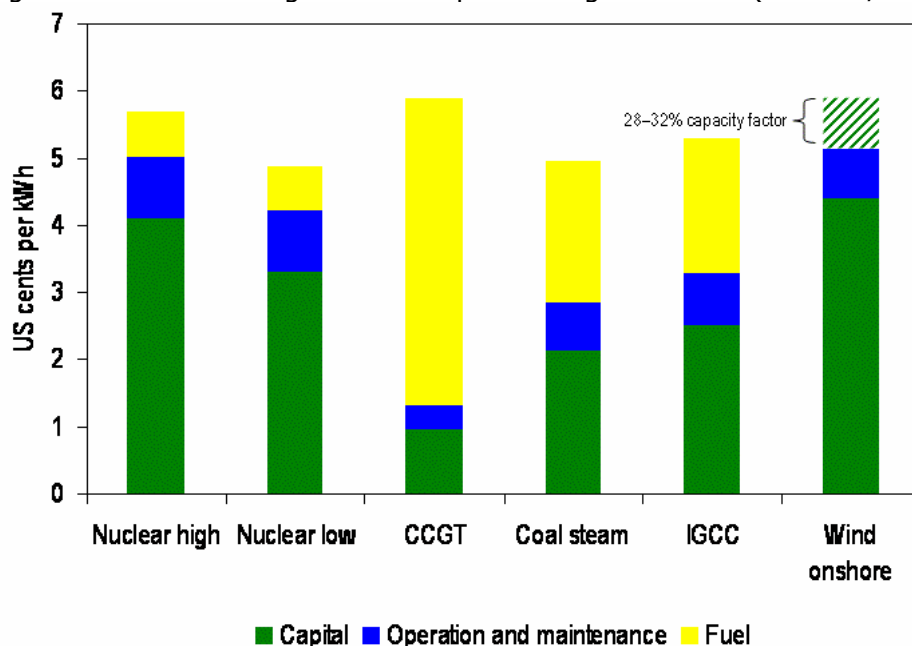
L'interesse per la generazione nucleare deriverebbe principalmente dall'incremento dei prezzi delle fonti fossili (figura 1.38). Con una gestione ottimale dei rischi connessi al funzionamento delle centrali, il costo di produzione dell'energia elettrica da fonte nucleare raggiungerebbe i 5 centesimi a kWh. Se i prezzi del gas si mantenessero al di sopra di 4,7 \$/MBtu e quelli del carbone al di sotto dei 70 \$/t, l'energia elettrica da nucleare sarebbe più conveniente di quella prodotta con il gas ma meno conveniente di quella prodotta con centrali convenzionali a carbone. La convenienza del ricorso alla generazione nucleare crescerebbe se venissero introdotte sanzioni economiche sulle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Oltre alla convenienza economica, altri fattori rendono l'opzione nucleare potenzialmente attrattiva per aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti:

- la minore vulnerabilità dei costi di generazione da nucleare alle variazioni dei prezzi del combustibile (data anche dal forte peso sulla struttura dei costi di generazione del costo del capitale);
- la disponibilità di abbondanti riserve di uranio.

Tuttavia la crescita della potenza installata ai livelli descritti dallo Scenario Alternativo, appare condizionata da fattori di accettabilità sociale, da problemi di sicurezza relativi alla gestione delle scorie e al rischio di proliferazione nucleare, dall'avversione al rischio dei principali operatori elettrici privati chiamati a sostenere ingenti costi di investimento (2-3,5 miliardi di dollari per reattore) in un contesto normativo in continua trasformazione.

Figura 1.38 – Costi di generazione per l'energia elettrica (US cent/kWh)



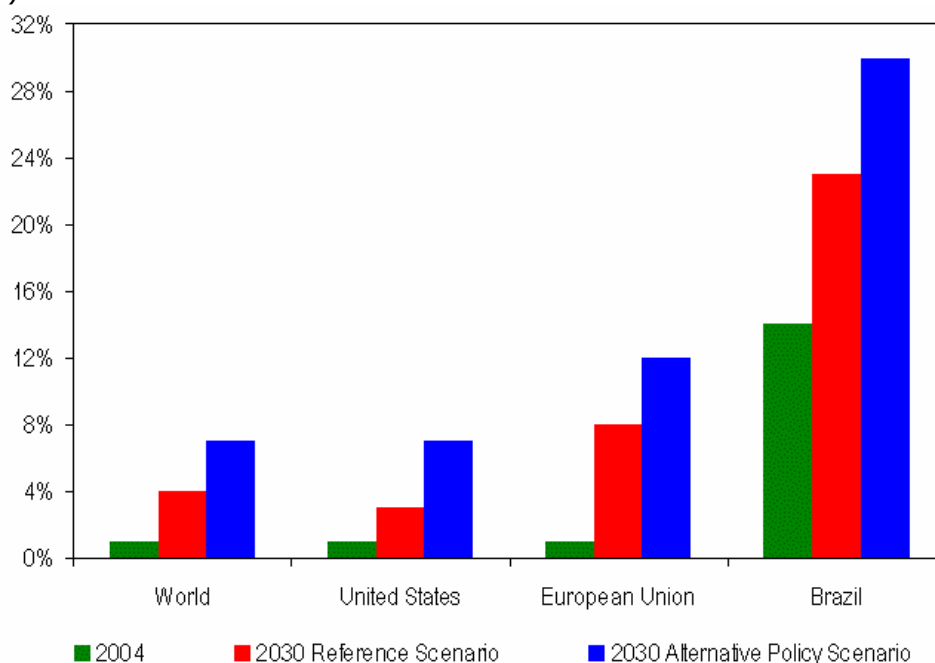
Fonte: AIE – WEO 2006

## Biocarburanti

Il contributo dei biocarburanti nella copertura del fabbisogno energetico del settore trasporti è particolarmente rilevante, soprattutto nello Scenario Alternativo. La percentuale di biocarburanti sul totale combustibili utilizzati nel trasporto su gomma sale dall'1% del 2005 al 7% nel 2030 secondo lo Scenario Alternativo e al 4% secondo lo Scenario di Riferimento (figura 1.39). In entrambi gli scenari Stati Uniti, Unione Europea e Brasile emergono come i principali produttori e consumatori di biocarburanti. Nei due scenari si prevede, inoltre, una discesa dei costi di produzione particolarmente rapida nella filiera del bioetanolo; per quest'ultimo si prevede un aumento dei consumi maggiore di quello del biodiesel.

La superficie attualmente destinata alla produzione di biocarburanti ammonta a circa 14 milioni di ettari di terreno, pari all'1% delle terre coltivabili nel mondo. Questa percentuale sale al 2% nello Scenario di Riferimento (una superficie pari a quella di Francia e Spagna) e al 3,5% nello Scenario Alternativo (una superficie pari a quella dell'Australia e degli altri paesi OCSE del Pacifico). Risulta quindi evidente come la produzione di biocarburanti possa sottrarre terreni coltivabili alle produzioni alimentari e all'allevamento e come tale competizione possa limitare lo sviluppo della produzione di biocarburanti in assenza di nuove tecnologie. Nei due scenari non si tiene conto di possibili *breakthrough* tecnologici ottenibili con la maturazione di nuove tecnologie attualmente in fase di sviluppo (etanolo da cellulosa); queste ultime potrebbero permettere ai biocarburanti di svolgere un ruolo ancora più determinante di quello previsto dallo Scenario Alternativo.

Figura 1.39 – Quota di biocarburanti sul consumo totale di combustibili per trasporto su strada (%)



Fonte: AIE – WEO 2006

## Le biomasse nei paesi in via di sviluppo

Nonostante l'ingente crescita degli investimenti nel settore energetico nel prossimo quarto di secolo, si prevede che il numero di persone costrette ad utilizzare biomasse per usi domestici (legna, carbonella, rifiuti vegetali e concime animale) cresca da 2,5 a 2,7 miliardi nel 2030. L'utilizzo della biomassa, in molti contesti positivo in termini di diversificazione delle fonti e di impatto sulle emissioni di gas-serra, può in altre situazioni determinare un uso distorto dei suoli, fenomeni di deforestazione e, soprattutto, danni alla salute.

L'utilizzo della biomassa in ambienti chiusi determina conseguenze sulla salute (1,3 milioni di morti all'anno) paragonabili alla diffusione della malaria o della tubercolosi. In molti paesi tale forma di utilizzo dell'energia costituisce il 90% dei consumi per uso domestico e, al 2030, circa un terzo della popolazione mondiale continuerà a consumare tali forme di energia.

Secondo le valutazioni dell'Agencia Internazionale per l'Energia, si potrebbe dimezzare il numero delle persone che utilizzano biomasse per usi domestici secondo modalità tradizionali, agevolando il passaggio a gas di petrolio liquefatti e altri combustibili commerciali. Tale evoluzione dei consumi inciderebbe in maniera poco rilevante sul mercato dei prodotti petroliferi e richiederebbe uno sforzo finanziario stimato in 1,5 miliardi di dollari ogni anno.

## **1.4 Principali strumenti di policy a livello internazionale**

### **1.4.1 La strategia dei paesi sottoscrittori del Protocollo di Kyoto**

Per quanto riguarda le sfide connesse al cambiamento climatico, la strategia principale a livello internazionale resta legata alla Convenzione Quadro sul Cambiamento Climatico del 1992, definita in ambito ONU, alla quale hanno aderito la maggior parte dei paesi del mondo. Come noto, in quell'ambito è stato anche definito il Protocollo di Kyoto (PK), in base al quale la maggior parte dei paesi industrializzati si impegna a ridurre le proprie emissioni di gas-serra o a controllarne la crescita.

La strategia dell'UE riguardo al Protocollo di Kyoto ed al cambiamento climatico viene discussa diffusamente nel Capitolo 2 e pertanto si rimanda chi legge a quella sezione.

- Per quanto riguarda gli altri paesi del cosiddetto Annex I group (paesi industrializzati) che hanno ratificato il Protocollo, il Giappone può ancora essere annoverato tra i sostenitori del Protocollo stesso, anche se difficilmente riuscirà a rispettare gli obiettivi di riduzione delle emissioni assunti (-6% rispetto all'anno di riferimento). A marzo 2006 (ultimo dato disponibile) le emissioni del Giappone erano del 14,1%, sopra l'obiettivo fissato dal Protocollo di Kyoto (PK), il che ne fa, fra i paesi che hanno assunto obblighi di riduzione, quello meno virtuoso come incremento in valore assoluto delle emissioni. Gli analisti addebitano questa situazione all'assenza di incentivi o di vincoli stringenti per le industrie, ed all'uso quasi esclusivo di accordi volontari di riduzione. Recentemente il governo Giapponese ha preso in considerazione la possibilità di obbligare le imprese di generazione elettrica a triplicare, rispetto ai livelli attuali di 5.5 TWh, la produzione elettrica da rinnovabili entro il 2014, il che potrebbe portare la quota delle rinnovabili in Giappone intorno all'1,2-1,5%.
- Il Canada si trova in una situazione più ambigua. Il paese nordamericano dopo lunghe esitazioni ha ratificato il Protocollo nel 2002 assumendo un obbligo di riduzione pari al 6% rispetto al 1990. Tuttavia le sue emissioni attuali sono già del 35% più elevate rispetto all'anno base. La ragione di questa crescita è principalmente dovuta all'esplosione delle emissioni del settore energetico, soprattutto l'estrazione di petrolio e gas, ma in misura crescente anche l'estrazione di petrolio dalle sabbie bituminose della Provincia di Alberta (attualmente considerate le più ingenti riserve di petrolio, per quanto non convenzionale, al di fuori dell'Arabia Saudita). L'attuale governo conservatore del Canada non ha (ancora) deciso di abbandonare il PK ma ha già reso noto in più occasioni che il paese non può rispettare gli obiettivi assunti. Nell'ottobre 2006 il governo ha proposto una serie di misure legislative sulla qualità dell'aria che di fatto ignorano il PK ed ha promesso obiettivi di riduzione delle emissioni per il periodo 2020-25.
- La ratifica del PK da parte della Russia ha permesso l'entrata in vigore del Protocollo stesso nel febbraio 2005. In quest'ambito la Russia si è impegnata a non superare il livello di emissioni del 1990. Come noto, la recessione e ristrutturazione economica successivi al 1990 hanno causato in una prima fase una riduzione secca delle emissioni, già evidente nel 1997, e contribuito a creare per la Russia un "bonus" di "hot air" o emissioni evitate del tutto virtuali ma scambiabili con grande beneficio potenziale alla scadenza del 2010-12. Al momento la Russia registra una riduzione del 32% rispetto ai valori del 1990; tuttavia la ripresa economica e soprattutto la ripresa delle attività di estrazione di idrocarburi sta riducendo progressivamente questo "cuscinetto di aria calda". Anche nel caso della Russia, l'andamento delle emissioni è strettamente legato a quello dell'industria degli idrocarburi. Quanto alla possibilità di utilizzare i *Joint Implementation Mechanisms* previsti dal Protocollo di Kyoto, e dunque di vendere i crediti corrispondenti a ulteriori riduzioni delle emissioni, la Russia e paesi come l'Ucraina possiedono un potenziale enorme in termini di progetti per la riduzione delle

emissioni di metano dalla loro rete di *pipeline* (per la riduzione del cosiddetto *gas flaring*). Le riduzioni pari a circa 500 milioni di tonnellate possono essere ottenute a costi inferiori ai 10 €/t di CO<sub>2</sub> in Russia ed Ucraina: il problema tuttavia sembra essere ancora l'inesistenza di un quadro istituzionale e legislativo chiaro in questi paesi per permettere la certificazione di questi progetti e facilitare gli investimenti relativi.

#### **1.4.2 La posizione e la strategia degli Stati Uniti**

La posizione degli Stati Uniti riguardo al problema delle emissioni di gas-serra si è ormai consolidata negli anni coerentemente con la decisione di non sottoscrivere il Protocollo di Kyoto. Tuttavia tale posizione vede il livello federale spesso in controtendenza rispetto al livello dei singoli Stati, dove gli orientamenti sono più variegati e spesso assai più attenti rispetto ai rischi di cambiamento climatico.

La strategia a livello di governo federale si basa essenzialmente sul riconoscimento del processo di innovazione tecnologica come vettore "universale" in grado di combinare l'efficienza economica con l'efficacia ambientale. La strategia federale precede un sistema in cui il governo definisce una politica di incentivazione e disegna cornici regolamentari entro cui promuovere e coordinare l'autonoma iniziativa privata; quest'ultima si caratterizza per la volontarietà degli interventi di riduzione delle emissioni. In altri termini, si ritiene che l'esistenza di condizioni tali da rendere economicamente remunerative le riduzioni di emissioni possa in ogni caso condurre a risultati migliori e meno costosi (quindi più efficienti) rispetto all'imposizione di obiettivi coattivi come quelli previsti dal Protocollo in un'ottica *command and control*.

Fin dal 1992, con l'*Energy Policy Act*, fu varato il *Voluntary emission reduction registration program*, prodromo per quelle azioni che successivamente avrebbero fatto degli USA i primi concreti sperimentatori, in via "ufficiosa", dei successivi meccanismi flessibili istituiti formalmente dal Protocollo di Kyoto: programmi di *emission trading* interni aventi ad oggetto emissioni di varie tipologie di gas; AIJ (*Activities Implemented Jointly*) ossia iniziative progettuali di miglioramenti dell'efficienza ambientale nei PVS inquadrate nell'ambito della cosiddetta "Fase pilota" del Protocollo). La via "tecnologica" e volontaria alla sfida dei cambiamenti climatici è poi divenuta obbligata allorché l'amministrazione Bush ha negato la ratifica del Protocollo di Kyoto da parte degli USA, configurandosi da allora come un vero e proprio paradigma di politica energetico-ambientale alternativo e competitivo rispetto a quello scelto dai paesi contraenti dell'Annex I del Protocollo. Questo ha portato alla progressiva intensificazione ed istituzionalizzazione di una serie di accordi e Programmi volontari.

Specificamente puntato sul contrasto ai cambiamenti climatici è un altro tra gli strumenti varati più di recente, nel febbraio 2002, sempre in ottica attuativa ed aggiornata dell'*Energy Policy Act* del 1992. Si tratta del cosiddetto *Climate VISION (Voluntary Innovative Sector Initiatives: Opportunities Now)*, un programma di *partnership* pubblico-privato specificamente finalizzato a realizzare lo sviluppo, la commercializzazione e l'installazione delle tecnologie più *cost effective* nell'abbattimento delle emissioni serra, stipulato su base volontaria con il coinvolgimento dei 12 settori a maggiore intensità energetica (industria energetica, manifatturiere, trasporti), che coprono circa il 40-45% delle emissioni serra degli Stati Uniti. L'obiettivo quantificato è di un abbattimento dell'intensità delle emissioni del 18% nel decennio 2002-2012. La strategia dunque punta più che a ridurre le emissioni di gas-serra a ridurre l'intensità rispetto al PIL. Ora i due concetti sono tutt'altro che equivalenti: perché si abbia una riduzione dell'intensità di emissione, è sufficiente che il tasso di crescita delle emissioni sia anche di poco inferiore a quello del PIL. Visto che il PIL statunitense è cresciuto sopra il 2,5% annuo negli scorsi 4 anni, una riduzione del 5% dell'intensità di emissioni si è comunque avuta, ma le emissioni stesse sono aumentate del 3,5% dal 2001 al 2004.

Il programma Climate Vision è gestito in tutti i suoi aspetti (dal reperimento dei finanziamenti federali per R&D fino alle funzioni di consulenza per il Presidente USA sulle tematiche di propria competenza) dalla *Committee on Climate Change Science and Technology Integration (CCCSTI)* nel cui ambito il *Climate Change Technology Program (CCTP)* rappresenta il panel di esperti tecnologici.

Il lavoro del CCTP esemplifica i due filoni su cui è esplicitamente concentrata la strategia USA: 1) su un orizzonte di breve-medio termine, la fornitura di ogni tipologia di appoggio, consulenza e facilitazione per accelerare la transizione dell'industria verso l'incremento nell'efficienza dei combustibili fossili, in termini di *best practices* e tecnologie innovative per gli impianti a carbone e gas naturale e ad accelerare la transizione dell'industria; 2) su un orizzonte di medio-lungo termine, quello che secondo la tesi di fondo degli USA può rappresentare la soluzione radicale del problema delle emissioni da fonti fossili, ossia lo sviluppo di nuovi ed efficaci sistemi di cattura e sequestro dei gas-serra (Programma FutureGen), che potrebbero essere sottoposti a stoccaggio, conversione o riciclaggio, anche non necessariamente nell'ambito dei cicli energetici da cui sono stati generati.

In concreto, il Piano Strategico del CCTP ha ricevuto come ultimo finanziamento federale (settembre 2006) circa 3 miliardi di dollari articolandosi su sei obiettivi: 1) riduzione delle emissioni negli usi finali dell'energia e delle infrastrutture; 2) riduzione delle emissioni nell'offerta di energia; 3) cattura e sequestro dell'anidride carbonica; 4) riduzione delle emissioni degli altri gas climalteranti; 5) misurazione e monitoraggio delle emissioni; 6) sostegno alla ricerca di base sui cambiamenti climatici.

Nel frattempo continuano ad essere periodicamente aggiornate e puntualizzate le *guidelines* del *Voluntary Reporting of Greenhouse Gases Program*. L'ultimo risale al dicembre 2003, in cui il DOE (Dipartimento dell'Energia) ha ridefinito i criteri di accuratezza, verificabilità e completezza dei dati riportati nel Registro Federale del Programma operando al contempo una ricognizione degli aderenti che già soddisfacevano ai nuovi requisiti.

Infine, va sottolineato come nella strategia climatica americana continui ad essere sostenuto il nucleare come fonte sostitutiva di quelle fossili ai fini dell'abbattimento delle emissioni: sostegno che ha costituito a suo tempo uno dei motivi della mancata sottoscrizione del PK, allorché venne in esso recepito il principio europeo per cui non può essere riconosciuta l'addizionalità ambientale alla generazione nucleare nonostante essa non comporti emissioni di gas-serra.

A livello di singoli Stati, come anticipato sopra, gli orientamenti sono molto più variegati. Già dai primi mesi dell'amministrazione Bush la California, lo Stato di New York, il New Jersey, il Maine, il Wisconsin, l'Oregon, il Massachusetts, il New Hampshire, avevano progettato o realizzato proprie iniziative come la definizione di obiettivi di riduzione dei gas-serra, la preparazione di inventari statali delle emissioni, nuovi schemi regolatori flessibili per le emissioni di CO<sub>2</sub> dalle società elettriche, sistemi di registri nazionali delle emissioni di gas-serra, obiettivi sulla produzione o l'uso di fonti rinnovabili, standard di efficienza per gli autoveicoli, schemi di *demand-side management* (DSM) ecc. Già allora premevano per armonizzare con il governo federale alcune misure come la creazione di un registro delle emissioni o schemi di *renewable portfolio standards* (RPS o target sulle rinnovabili).

Anche altri Stati stanno sviluppando iniziative in campo ambientale. Ad agosto 2006 sette Stati del Nord-Est (Connecticut, Delaware, Maine, New Hampshire, New Jersey, New York e Vermont, cui si aggiungerà il Maryland nel giugno 2007) si sono accordati su uno schema (chiamato *Regional Greenhouse Gas Initiative*) che creerà di fatto un mercato per le emissioni di gas-serra. Questo però probabilmente non impedirà che la riduzione delle emissioni in tali Stati sia ampiamente compensata da aumenti negli Stati vicini non aderenti all'accordo: data l'integrazione delle reti elettriche sarà difficile impedire importazioni di elettricità prodotte da carbone e provenienti da altre regioni. Parimenti sarà difficile impedire una certa misura di delocalizzazione industriale come reazione a questa politica. In altre parole la necessità di una legislazione federale sul tema resta intatta. A parte i limiti alle emissioni globali, si registrano altre misure adottate a livello statale: oltre dieci Stati hanno misure per la riduzione delle emissioni dell'industria ed altrettanti hanno limiti alle emissioni degli autoveicoli; circa quindici hanno adottato incentivi per autoveicoli più efficienti, ventitre Stati hanno adottato obiettivi per la produzione elettrica da rinnovabili e altrettanti hanno preso misure per incentivare la produzione e l'uso di etanolo. Infine oltre quaranta Stati hanno adottato standard di efficienza energetica negli edifici.

Anche a livello di amministrazioni municipali esistono iniziative per la limitazione delle emissioni: oltre 300 città in tutti gli Stati hanno firmato il *Climate Protection Agreement*, un impegno cioè ad applicare pro-quota il piano di riduzione originariamente previsto dal PK per gli Stati Uniti, con la stessa tempistica ed indipendentemente dalle decisioni dell'amministrazione centrale. Per riassumere, la dove in Europa il fattore di traino sulla legislazione ambientale sembra essere la politica a livello dell'Unione Europea, negli Stati Uniti sono le comunità nazionali e locali a giocare un ruolo propulsivo.

Sul piano internazionale gli USA, nel tentativo di rompere un certo isolamento, hanno promosso una strategia di accordi multilaterali centrati sul tema dello sviluppo di nuove tecnologie. Nel luglio 2005 è stata varata una partnership con Australia, Cina, India, Giappone e Corea, la cosiddetta *Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate*, il cui nome denota di per sé l'integrazione della questione climatica in quella, più generale, dello sviluppo sostenibile a sua volta trainato dai miglioramenti di efficienza di natura tecnologica. Otto sono i settori chiave in cui sviluppare nuove e più pulite tecnologie: alluminio, acciaio, cemento, edilizia, combustibili fossili, industria estrattiva del carbone, generazione e trasmissione elettrica, energie rinnovabili e generazione distribuita. La partnership è estesa a tutti i livelli dei paesi coinvolti, ossia Governi, imprenditoria, istituzioni di ricerca, che concorrono a formare *task force* per l'elaborazione di Piani di Azione la cui implementazione viene verificata e aggiornata nel corso dei periodici incontri<sup>32</sup>. Il contenuto delle azioni spazia dal trasferimento tecnologico alla diffusione delle *best practices* all'incentivazione nel miglioramento delle tecnologie esistenti.

### **1.4.3 Linee di intervento nei paesi emergenti sia rispetto agli obiettivi di Kyoto che in ottica post 2012**

La posizione dei paesi emergenti, in particolare quelli a più rapida crescita come la Cina, l'India, il Brasile o il Sud Africa rispetto al problema delle emissioni di gas-serra, del cambiamento climatico e del Protocollo di Kyoto è da tempo ben nota. Per quanto coscienti dei rischi che il cambiamento climatico produce a livello planetario ed in particolare della propria vulnerabilità a tali rischi, tali paesi ritengono che i costi di abbattimento delle emissioni li costringerebbero a rinunciare nell'immediato alle opportunità di sviluppo economico che permetterebbero loro di uscire dalla povertà in cui si trovano. Questi paesi ritengono che, da un punto di vista di equità, la leadership nella riduzione delle emissioni debba essere presa dai paesi industriali, i quali con la loro fase di industrializzazione negli ultimi due secoli hanno causato il problema dei cambiamenti climatici. Per avviare stabilmente un sentiero di crescita sostenibile essi necessitano inoltre di imponenti aiuti da parte dei paesi industriali, in termini di trasferimenti di tecnologia. Chiaramente, in prospettiva, il successo di una strategia globale di riduzione delle emissioni è legata indissolubilmente alla partecipazione dei più grandi e dinamici fra i paesi emergenti.

Ciò detto, i paesi emergenti non sono sordi alla necessità di ridurre i fenomeni di inquinamento, specialmente quelli a livello locale. Tuttavia le misure di limitazione delle emissioni di gas di serra sono più facilmente prese là dove le stesse misure offrono benefici addizionali in termini di riduzione dell'inquinamento locale, specie nelle grandi città, e di riduzione dei danni alla salute umana, oppure là dove esse coincidono con l'esigenza di ridurre la dipendenza energetica dall'estero.

In quest'ottica possono essere letti interventi come quelli effettuati in India come la conversione in alcune megalopoli dei mezzi di trasporto pubblici a gas o la proposta di rendere obbligatorio l'uso di una miscela del 10% di etanolo nella benzina da autotrasporto a partire dal giugno 2007, o il crescente uso di pannelli solari nei villaggi di campagna.

Per quanto concerne la Cina, le politiche ambientali impiegate sulla riduzione delle emissioni vanno a innestarsi su una strategia nazionale basata sul concetto di "sviluppo sostenibile" già adottata negli ultimi vent'anni attraverso l'emanazione di decine di leggi e regolamenti inerenti la tutela dei suoli, delle acque, degli ecosistemi, le riforestazioni e la promozione delle energie rinnovabili che, soltanto nel quadriennio 1998-2002, hanno comportato investimenti interni pari a quasi l'1,3% del PIL.

---

<sup>32</sup> I primi tre si sono già tenuti in gennaio, aprile ed ottobre 2006 rispettivamente in Australia, California e Corea.



In Cina si sta ragionando sull'adozione di un sistema di *emission trading* dell'anidride solforosa, con vendita delle quote, che permetterebbe di ridurre le emissioni di questo gas, causa di piogge acide, del 10% al 2010: il sistema potrebbe entrare in vigore nel 2007. Nel 2004, la Cina ha adottato l'obiettivo di portare la produzione di energia da rinnovabili al 10% entro il 2010: tale misura sta stimolando una crescita estremamente rapida nelle nuove installazioni di impianti eolici, con la prospettiva di raggiungere una potenza di circa 5 GW nel 2010. La Cina ha di recente adottato standard di efficienza energetica per i nuovi autoveicoli paragonabili a quelli europei. Infine, il livello di preoccupazione per i problemi del cambiamento climatico ha di recente spinto le autorità a iniziare la preparazione di un piano di azione contro il cambiamento climatico che dovrebbe essere completato entro l'anno. In questo quadro si prevede anche il lancio di un sistema pilota di scambio delle emissioni di carbonio, entro l'estate del 2007.

In realtà questa strategia ambientale complessiva – di cui il controllo delle emissioni rappresenta uno dei fulcri – si è configurata nel tempo più come una necessità che come una scelta. Nell'arco del solo triennio 1998-2000, i consumi energetici sono raddoppiati. Circa due terzi del consumo totale di energia primaria sono stati soddisfatti col carbone, al cui ricorso si è registrato un temporaneo decremento tra il 1997 e il 2000, per poi riprendere a ritmi di crescita nell'ordine del 6-10% annuo con 924 Mt equivalenti nel 2001, 1015 nel 2002, 1080 nel 2003. I problemi di inquinamento dell'aria connessi a questo uso stanno diventando difficili da gestire. La ratifica della partecipazione al Protocollo da parte del governo cinese, nell'agosto 2002, ha quindi rappresentato il naturale corollario di una strategia orientata a un forte e consapevole sfruttamento delle opportunità offerte come canale per attirare investimenti diretti dall'estero funzionali alle specifiche esigenze della propria economia (specialmente sotto il profilo settoriale e geografico) e, allo stesso tempo, in grado di conferirle una maggiore sostenibilità ambientale.

In Malesia ed Indonesia si assiste ad un boom della produzione di biocombustibili, in particolare olio di palma come additivo del gasolio: i costi di questo biodiesel attualmente sono equivalenti a 60-65 \$/barile e restano tuttora competitivi con quelli del petrolio. Entrambi i paesi puntano sia al consumo interno che all'esportazione. La Malesia ha in costruzione nuova capacità per circa 5 Mt/anno. L'Indonesia punta ad una produzione annua di biodiesel di circa 5-6 Mt/anno.

Il Brasile sta anche esso sfruttando la sua immensa capacità di produzione di biocarburanti, in particolare etanolo a partire dalla canna da zucchero. Mentre fino al 2005 gran parte della produzione era utilizzata internamente per muovere automobili capaci di marciare a benzina o ad etanolo, nel 2006 la fiammata dei prezzi petroliferi ha reso la prospettiva di esportazione di questo prodotto abbastanza allettante da far salire significativamente i prezzi del bioetanolo anche sul mercato interno.

#### **1.4.4 Il Clean Development Mechanism (CDM) e la rapida espansione del mercato dei Certified Emission Reduction Units (CER)**

Le strategie dei paesi emergenti – in particolare di Cina ed India – in relazione al *Clean Development Mechanism* (CDM), lo strumento loro riservato previsto dal Protocollo di Kyoto, vanno inquadrare in relazione alla panoramica sul più recente andamento dei mercati dei permessi di emissione nel loro complesso.

Secondo un rapporto della Banca Mondiale e dell'*Emission Trading Association*, il valore degli scambi di crediti per la riduzione delle emissioni è cresciuto da 11,05 miliardi di US\$ nel 2005 a 21,5 miliardi di US\$ nei primi nove mesi del 2006, con quasi un raddoppio del valore degli scambi in meno di un anno<sup>33</sup>; nello stesso periodo i volumi scambiati sono tuttavia cresciuti più lentamente: da 0,716 miliardi di tonnellate nel 2005 a 1,02 miliardi.

---

<sup>33</sup> International Emission Trading Association – World Bank (2006) : "The state and trends of the carbon market 2006" di Karan Capoor and Philippe Ambrosi, Washington DC, ottobre 2006  
[http://www.worldbank.org.cn/english/content/carbonmarket\\_en.pdf](http://www.worldbank.org.cn/english/content/carbonmarket_en.pdf)

In realtà, in questo periodo, praticamente l'intero incremento si è sviluppato sul mercato delle *European Union Allowances (EUA)*, passato dai 324,3 milioni di tonnellate nel 2005 a 763 milioni di t nei primi nove mesi del 2006, facendo sì che la relativa incidenza in volumi aumentasse da circa il 45% a quasi il 75% e portandosi a circa l'87,7% in valore nonostante una diminuzione del prezzo medio delle *EUA*, pari a 25,29 \$ nel 2005.

Un andamento opposto hanno invece seguito le transazioni di tipo *project based*, soprattutto *Joint Implementation (JI)* e, appunto, CDM, lo strumento legato alle strategie climatiche dei paesi emergenti. I crediti di emissione derivanti dal CDM e oggetto di scambi sono diminuiti in volume da 359 Mt CO<sub>2</sub> nel 2005 a 214,2 Mt CO<sub>2</sub> nei primi 9 mesi del 2006 determinando una netta diminuzione dell'incidenza in termini di volume, passata repentinamente dal 50% a poco più del 20% del mercato complessivo dei diritti. Il loro valore totale è anch'esso diminuito da 2,6 miliardi nel 2005 a 2,2 miliardi nel 2006. Il loro prezzo unitario medio è dunque salito da 7,38 \$ a 10,55 \$ nel periodo considerato. In termini di quote di mercato, il CDM stato dominato da Cina ed India, con – rispettivamente – il 60 e il 15% dei progetti ed il 24 e il 15% delle transazioni.

Il mercato dei diritti ha subito tuttavia una vistosa volatilità dei prezzi proprio negli ultimi mesi del 2006, a ridosso della presentazione dei Piani nazionali di allocazione delle emissioni per l'Emission Trading Scheme (ETS) europeo. In particolare, i prezzi delle *EUA* utilizzabili con scadenza 2007 sono crollati.

A questo trend non si sono sottratti i prezzi dei CER, passati – sempre nel volgere di circa un mese – da un *range* 8-13 € ad uno variabile tra 6 e 10 €. Su questo influisce soprattutto il fatto che i progetti in grado di originare CER stanno progressivamente avviandosi a maturità, e aumentano soltanto del 15% nell'ambito di una contrazione prospettica complessiva delle attività di sviluppo, almeno nel breve termine.

Queste cifre testimoniano come i meccanismi flessibili, ma soprattutto quelli di tipo *project based*, stiano attualmente vivendo una fase di pausa di riflessione e ripensamento nell'ambito di un trend di lungo periodo che, tuttavia, si ha ragione di poter ritenere ancora fortemente espansivo. Occorre infatti separare le ragioni che sottendono l'interesse di lungo periodo dei paesi emergenti per un pieno coinvolgimento nei meccanismi *project based* da quelle inerenti gli ostacoli suscettibili di impedirne lo sviluppo o la remuneratività per i potenziali investitori rispetto a opzioni alternative.

Le ragioni di fondo – economiche e ambientali – dell'impegno dei paesi emergenti nel CDM sono sempre state preesistenti alla ratifica della partecipazione ai meccanismi del Protocollo ed anzi ne hanno costituito la ragione, senza poi mai venir meno e semmai rafforzandosi nel tempo.

Il ruolo della Cina nel mercato dei diritti di emissione risulta essere del tutto centrale, sia a causa della quantità dei consumi energetici attuali e attesi, sia a causa dell'enorme quantità potenziale di emissioni che ne deriverebbe in uno scenario tendenziale di tipo "*business as usual*", sia – come combinazione dei due precedenti elementi – in termini di estensione e profondità degli investimenti necessari a favorire un abbattimento dell'intensità energetica e carbonica del futuro sviluppo.

In un'ottica più strettamente collegata al mercato dei *CERs* le strategie prioritarie sono orientate, in questa fase, da considerazioni di ordine sia macro che microeconomico. Sulla redditività degli investimenti influisce infatti un scambio tra i costi marginali di abbattimento (il cui basso livello incentiva i progetti) e la quantità di crediti che ne derivano, il cui eventuale eccesso di offerta sul mercato determinerebbe un potenziale effetto depressivo sui prezzi.

I costi marginali di abbattimento delle emissioni in Cina, secondo diversi modelli<sup>34</sup>, sono in assoluto i più bassi tra le varie aree geografiche mondiali interessate al CDM. In particolare, secondo il modello IPAC (Integrated Policy Model for China), la curva dei costi si mantiene entro i 200 \$ /t CO<sub>2</sub> fino a un livello di circa 400 milioni di tonnellate di abbattimenti complessivi, per poi salire di circa 100 \$ /t CO<sub>2</sub> ogni 100 milioni di tonnellate aggiuntive; altri modelli ipotizzano una curva ancora più appiattita.

---

<sup>34</sup> IPAC-emission, IPAC-AIM technology, EPPA, GTEM.

In realtà i livelli di costi realmente interessanti sono quelli della parte bassa della curva, in quanto – sempre in base al modello IPAC basato su tre differenti scenari con alcune ipotesi comuni al contorno<sup>35</sup> – la dimensione complessiva del mercato dei CERs nel 2010 ammonterebbe a circa 164 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, il massimo potenziale teorico raggiungibile dai progetti CDM in Cina non supererebbe i 210 milioni di tonnellate di abbattimenti, mentre le riduzioni effettive nel mercato CDM oscillerebbe tra 24,9 e 111,6 milioni di tonnellate CO<sub>2</sub> con un prezzo variabile tra 5,2 e 6,5 \$/t CO<sub>2</sub> (secondo lo scenario); in ogni caso la Cina soddisferebbe circa la metà della domanda complessiva di CERs, stimata tra 52 e 240 Mt CO<sub>2</sub>.

Data pertanto la fortissima incidenza potenziale della Cina nella localizzazione di progetti CDM e quindi in termini di quantità di diritti (CERs) teoricamente in grado di scaturirne, si pone a livello macroeconomico il problema di un continuo monitoraggio dei prezzi sul mercato per evitare che un eventuale eccesso di offerta di diritti generata dai progetti non rischi di deprimere i prezzi inibendo così per i periodi successivi gli incentivi degli investitori esteri. È necessario, in altri termini, che la convenienza degli investimenti finalizzati all'acquisizione di CER si mantenga stabile nel tempo, fattore essenziale per consentire al decisore politico di poter integrare a pieno titolo il meccanismo del CDM nei piani di sviluppo a lungo termine: a sua volta ciò presuppone una politica di calmieramento dei progetti in termini di dimensioni e distribuzione temporale. Si intersecano dunque fattori riconducibili al "controllo" del decisore politico cinese (gestione dei progetti, elementi che influiscono sui costi di transazione e così via) e altri che invece non sono controllabili, in primo luogo i prezzi sul mercato. In realtà il controllo del governo cinese sui prezzi dei CDM si è di recente esercitato in maniera talmente ferrea, con l'imposizione di fatto di un livello minimo di prezzo agli acquirenti stranieri e di quote massime del 50% nella partecipazione ai progetti. Evidentemente i CER sono considerati a giusto titolo come una risorsa nazionale, da non svendere, ma tale atteggiamento rischia di scoraggiare gli investimenti stranieri in questo tipo di progetti.

L'andamento storico dei prezzi sui mercati dei diritti ha finora registrato uno sconto pressoché strutturale dei CER rispetto agli ETS (diritti scambiati nell'ambito dell'ET) a causa di alcuni elementi di rischio peculiari attribuiti in genere agli investimenti effettuati nei paesi emergenti e nei PVS, in particolare quelli legati alla certezza degli iter autorizzativi, alla consegna dei certificati da Parte del Paese ospitante, ai possibili cambiamenti dei target e degli schemi del Protocollo, e – appunto- alla volatilità di breve e lungo termine dei prezzi dei permessi. A ciò si aggiungono gli eccessivi ritardi nell'approvazione delle metodologie per il calcolo delle *baseline* da parte del Comitato Esecutivo<sup>36</sup>, la difficoltà di accertamento del carattere *addizionale* di progetti, e gli elevati costi di transazione, che alcuni studi condotti su progetti-pilota hanno quantificato nell'ordine degli 80 cent\$/t di riduzioni.

Un'ultima considerazione rispetto al mercato dei CDM e dei CERU è d'obbligo: questo mercato potrà svilupparsi e produrre in suoi effetti benefici trasformandosi anche in un trasferimento di risorse ai paesi in via di sviluppo solamente se il Protocollo di Kyoto, alla sua scadenza del 2012 avrà un successore, possibilmente più robusto. Gli investimenti, si sa, necessitano di qualche certezza su un orizzonte temporale sufficientemente lungo: in questo caso la certezza che ci saranno degli obblighi di riduzione delle emissioni da rispettare e delle industrie a corto di permessi di emissione. Diventa dunque vitale che se non prima, dal 2009 si riaprano negoziati concreti per una fase due del Protocollo di Kyoto e che paesi come gli Stati Uniti o l'Australia ne facciano parte. La partecipazione dei paesi emergenti agli oneri della riduzione delle emissioni a quel punto diventerebbe assai più verosimile.

---

<sup>35</sup> In particolare: una partecipazione volontaria degli Stati Uniti al mercato globale delle emissioni pari al 10% dei volumi complessivi; un ruolo di *price-maker* tendenzialmente attribuibile ai paesi dell'Est (in particolare la Russia) grazie alle riserve di diritti disponibili per il fenomeno dell'*hot-air*; una percentuale massima del 50% di supplementarità attribuita ai progetti CDM per i paesi *Annex I* rispetto agli obiettivi di riduzione; costi di transazione quantificati in 0,54 \$ /t CO<sub>2</sub>.

<sup>36</sup> Organo preposto alla gestione e al monitoraggio del CDM, istituito in occasione della Settima Conferenza delle Parti (COP 7).



## CAPITOLO 2

### L'EUROPA NEL CONTESTO INTERNAZIONALE

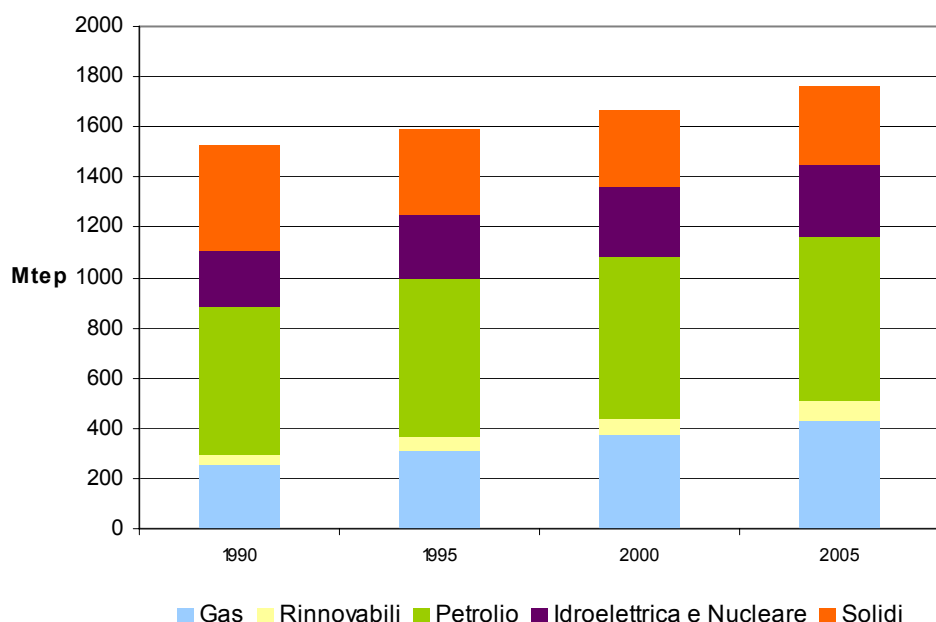
#### 2.1 Domanda di energia ed emissioni di CO<sub>2</sub>

Tra il 1990 e il 2005 i consumi di energia primaria dei 25 paesi dell'Unione Europea sono cresciuti di circa 230 Mtep, superando i 1760 Mtep nel 2005 (figura 2.1).

La dinamica dei consumi per fonte evidenzia:

- l'aumento della domanda di gas naturale, particolarmente rilevante sia in termini assoluti che in termini relativi;
- la crescita più contenuta della domanda di petrolio;
- la contrazione dei consumi di combustibili solidi;
- l'aumento della produzione interna da fonti rinnovabili e da nucleare.

Figura 2.1 – UE-25: consumi di energia primaria per fonte. Anni 1990-2005

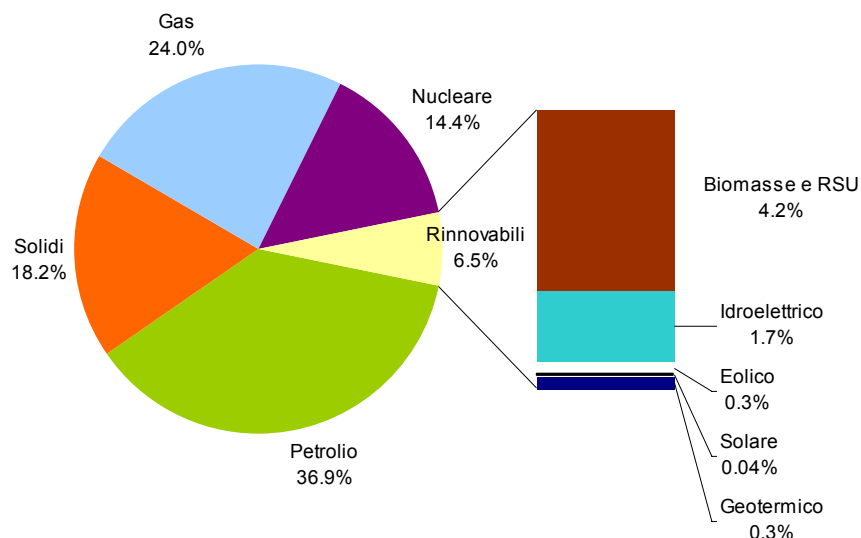


Fonte: elaborazione ENEA su dati Enerdata S.A.

Includendo anche i consumi di Romania e Bulgaria, paesi entrati nell'Unione all'inizio del 2007 a seguito del processo di allargamento verso i paesi dell'Europa centrale e orientale, si ottiene un livello di consumi di energia primaria di poco superiore ai 1800 Mtep nel 2005; la distribuzione della domanda primaria per fonte in pratica coincide con quella dell'Unione a 25 Stati (figura 2.2).

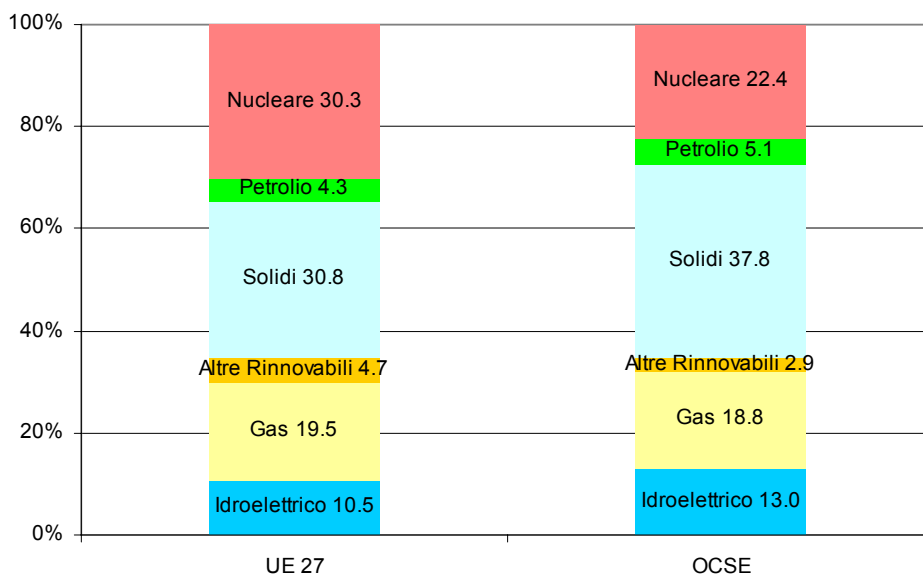
Rispetto alla media dei paesi OCSE il consumo dell'Unione Europea si caratterizza per una quota più elevata di generazione di elettricità primaria e per un minor ricorso a petrolio e carbone. Anche la quota di gas naturale sul totale dei consumi primari di energia è più elevata rispetto alla media dei paesi OCSE.

Figura 2.2 – UE-27: consumi di energia primaria per fonte. Anno 2005 (1820 Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati DG TREN, Eurostat, Enerdata S.A.

Figura 2.3 – UE-27: generazione di elettricità per fonte (%). Anno 2005

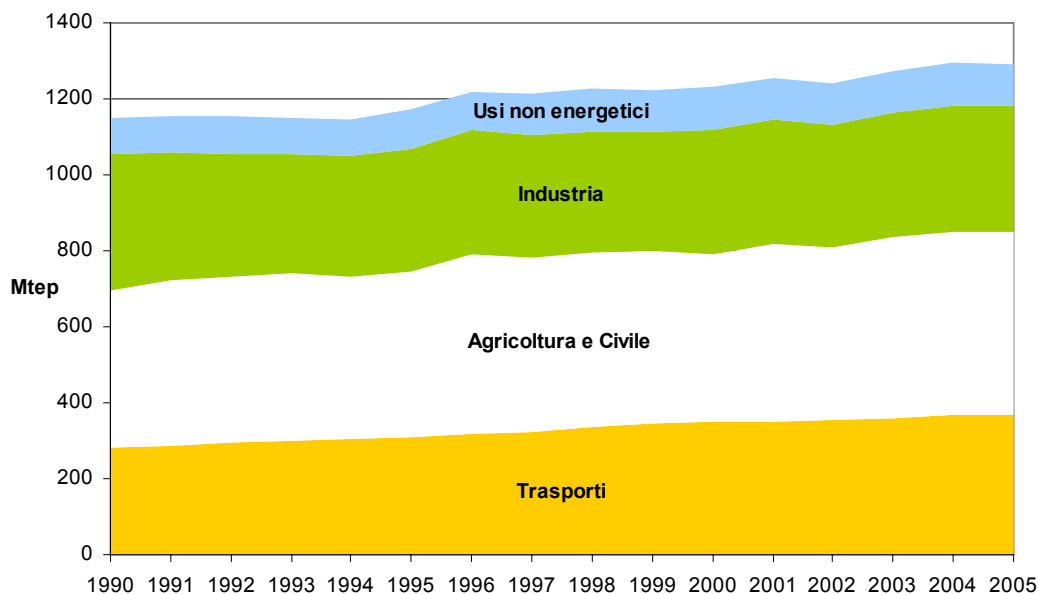


Fonte: elaborazione ENEA su dati Enerdata S.A.

Il mix di fonti utilizzato nella generazione elettrica si differenzia da quello degli altri paesi OCSE per un ricorso più massiccio all'energia nucleare e un minore utilizzo di combustibili solidi (figura 2.3). Le fonti rinnovabili coprono una quota di produzione pari al 15% circa, e il gas naturale quasi il 20%. L'utilizzo di prodotti petroliferi nella generazione elettrica diviene sempre più marginale.

I consumi finali sono cresciuti moderatamente (ad un tasso dell'1% annuo circa, dal 1990) trainati soprattutto dai trasporti e dal settore civile. Agricoltura, residenziale e terziario assorbono il 37% dei consumi finali nel 2005, i trasporti il 28%, gli usi non energetici il 9% e l'industria il 26%. Rispetto agli altri paesi OCSE, risulta più contenuto il peso del settore trasporti e più elevato quello del settore Civile.

Figura 2.4 – UE-27: consumi finali di energia per settore

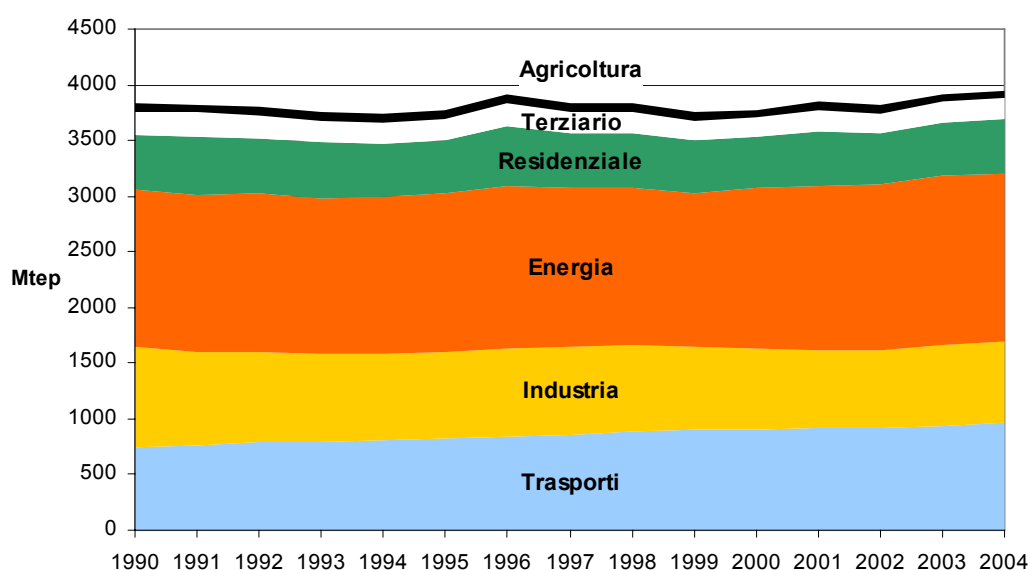


Fonte: elaborazione ENEA su dati Enerdata S.A.

Nel 2004 le emissioni di CO<sub>2</sub> dei 27 paesi attualmente aderenti all'Unione Europea ammontavano a quasi 4 miliardi di tonnellate, pari al 15% circa delle emissioni per usi energetici su scala globale e al 28% delle emissioni dei paesi OCSE.

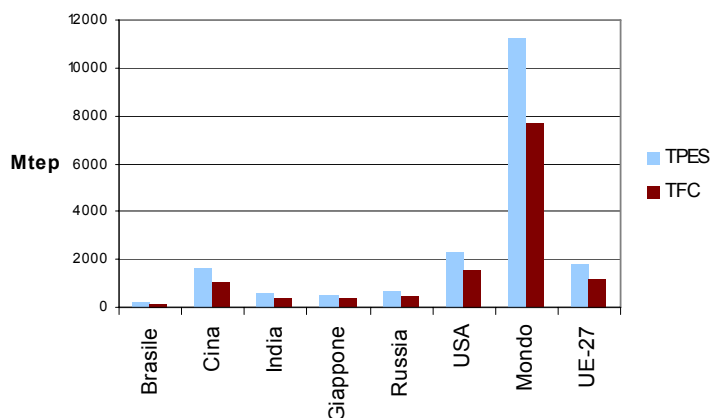
Rispetto alla media dei paesi OCSE, il cui dato è pesantemente influenzato dalla dinamica delle emissioni degli Stati Uniti e dell'Australia, si nota una tendenza alla crescita meno marcata. Nei paesi europei, la generazione elettrica, l'offerta di mobilità per merci e persone e le attività afferenti al settore terziario emergono quali principali responsabili dell'incremento delle emissioni. Le emissioni dell'industria, dell'agricoltura e del settore residenziale risultano relativamente più stabili.

Figura 2.5 – UE-27: emissioni di CO<sub>2</sub> per settore



Fonte: elaborazione ENEA su dati Enerdata S.A.

Figura 2.6 – Consumi energetici finali (TFC) e primari (TPES) nei principali paesi del mondo. Anno 2004



Fonte: elaborazioni su dati DG TREN, IEA, Enerdata S.A.

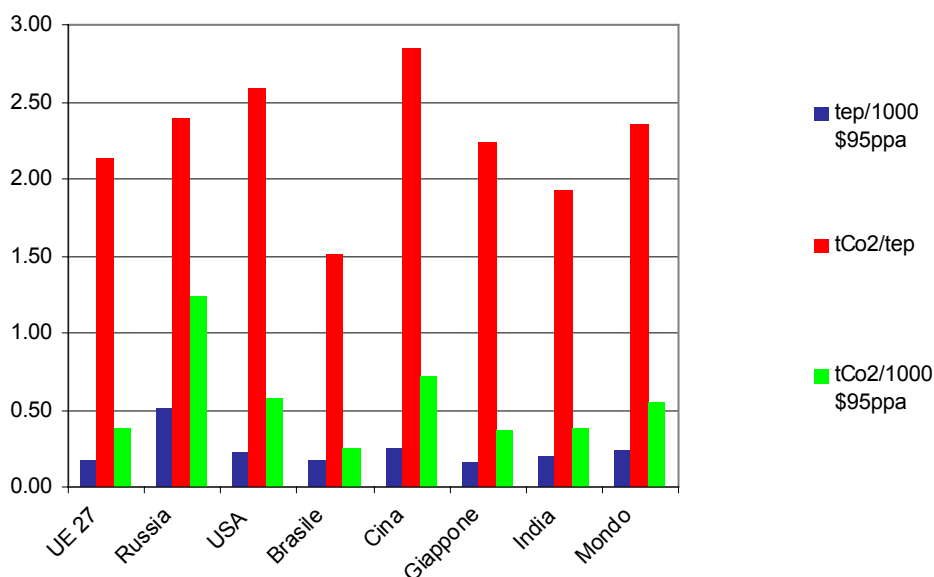
In un confronto con i principali attori a livello globale in campo energetico ed economico, si evidenzia come la domanda di energia primaria (TPES) e finale (TFC) dell'Unione a 27 Stati sia di poco inferiore a quella degli Stati Uniti e paragonabile a quella della Cina (figura 2.6).

La composizione delle fonti primarie utilizzate dai 27 paesi dell'Unione determina un livello di intensità carbonica dell'offerta di energia (tCO<sub>2</sub>/tep) tra i più bassi del mondo e paragonabile a quello del Giappone. Anche i livelli di intensità energetica del PIL (valutati a parità di potere d'acquisto - tep/1000 \$95ppa) risultano piuttosto contenuti e, anche in questo caso, paragonabili a quelli del Giappone.

Ne consegue che l'intensità carbonica del reddito (a parità di potere d'acquisto - tCO<sub>2</sub>/1000 \$95ppa) risulta piuttosto contenuta se paragonata a Cina e Stati Uniti (figura 2.7).

Per un'analisi sull'indicatore di intensità elettrica si rimanda al Box del paragrafo 1.1.2.

Figura 2.7 – Indicatori energetici dei principali paesi del mondo. Anno 2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati DG TREN, IEA, Enerdata S.A.



Per ciò che concerne l'intensità energetica, il dato aggregato dell'Unione a 27 Stati nasconde una marcata difformità che induce a suddividere gli Stati membri in tre gruppi omogenei:

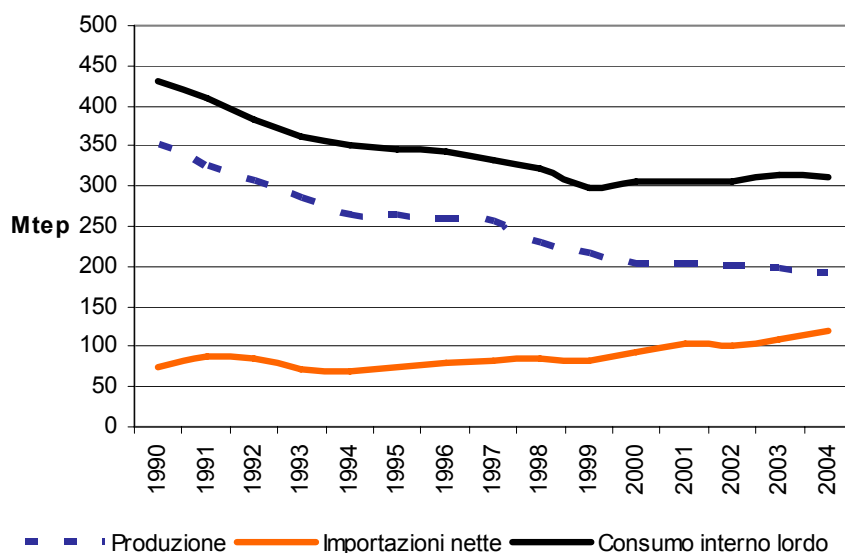
- un gruppo di paesi (Danimarca, Germania, Italia, Austria, Spagna, Grecia, Portogallo, Irlanda e Regno Unito) presenta livelli di intensità energetica inferiori a 0,17 tep /1000 \$95ppa di PIL, che è il valore di intensità energetica per l'aggregato UE-25;
- Svezia, Finlandia, alcuni paesi dell'Europa centrale e orientale presentano livelli di intensità energetica superiore ai 0,22 tep /1000 € di PIL (Svezia), con punte di 0,34 tep /1000 \$95ppa di PIL (Estonia e Bulgaria);
- tutti gli altri Stati membri registrano valori intermedi.

## 2.2 Le importazioni di energia primaria

Nei 25 paesi dell'Unione Europea, le importazioni nette di combustibili solidi hanno subito un incremento di circa 45 Mtep in 15 anni fino a raggiungere, nel 2004<sup>1</sup>, un livello di circa 120 Mtep. L'aumento delle importazioni avviene in un contesto di riduzione del consumo interno lordo di carbone (120 Mtep in meno nel corso dello stesso periodo) e di contrazione della produzione interna ancor più marcata (160 Mtep in meno tra il 1990 e il 2004), determinata prevalentemente dalla chiusura di siti produttivi non più concorrenziali (figura 2.8).

Nel 2004 le importazioni coprivano il 38% del fabbisogno lordo di combustibili solidi e la struttura di approvvigionamento era coperta per oltre tre quarti da importazioni provenienti da Sudafrica, Russia, Colombia e Australia; la struttura di approvvigionamento dei combustibili solidi evidenziava un grado di differenziazione maggiore rispetto agli anni precedenti.

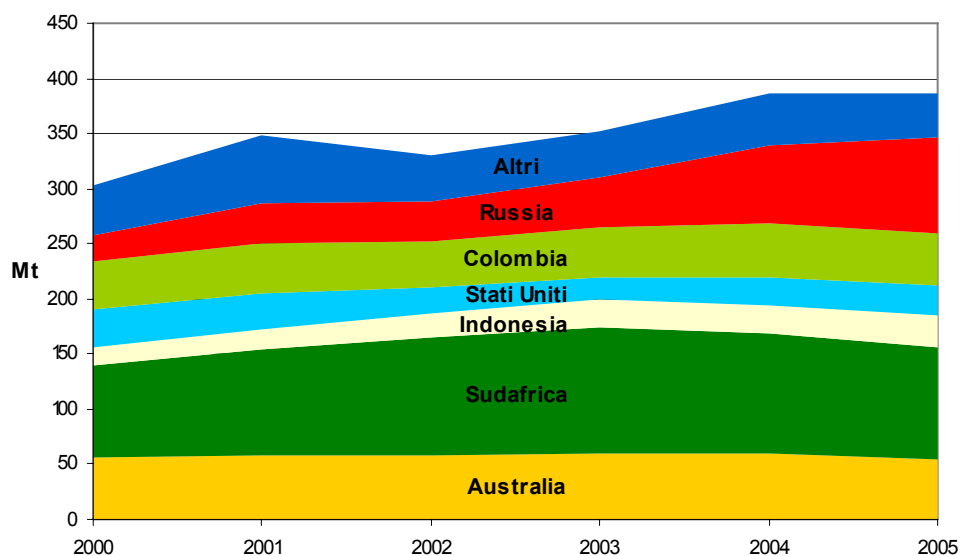
Figura 2.8 – UE-25: importazioni nette, produzione, consumo interno lordo di combustibili solidi



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

<sup>1</sup> In questo paragrafo e nel paragrafo che segue si farà prevalentemente riferimento ai dati Eurostat relativi all'anno 2004. Tali dati possono essere ritenuti omogenei a quelli utilizzati nei paragrafi precedenti anche se risentono di alcuni ritardi nell'aggiornamento. La fonte Eurostat, tuttavia, pur fornendo dati meno aggiornati del database ENERDATA, riesce ad evidenziare il paese di provenienza delle importazioni di energia: tale elemento è di cruciale importanza per elaborare un'analisi più approfondita sulla dipendenza energetica.

Figura 2.9 – UE-25: importazioni di combustibili solidi per paese/area di origine

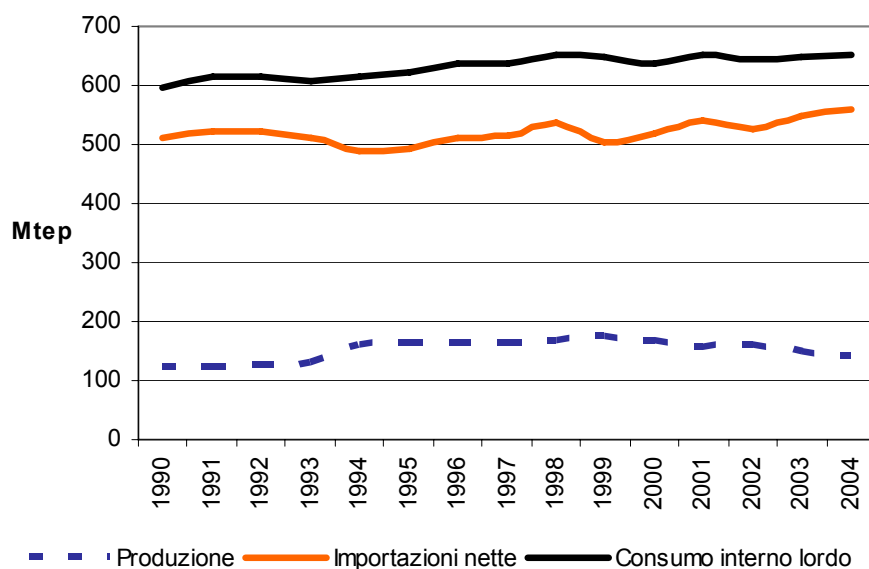


Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

Sudafrica e Australia, che anche all'inizio degli anni novanta ricoprivano un ruolo cruciale nell'approvvigionamento dei paesi dell'Unione Europea, hanno consolidato la propria posizione nel corso degli anni. Al contrario, le importazioni dagli Stati Uniti (29% del totale nel 1990) sono progressivamente declinate a favore delle importazioni da Russia, Colombia e Indonesia, che a partire dal 2000 raggiungono livelli quantitativamente rilevanti (figura 2.9).

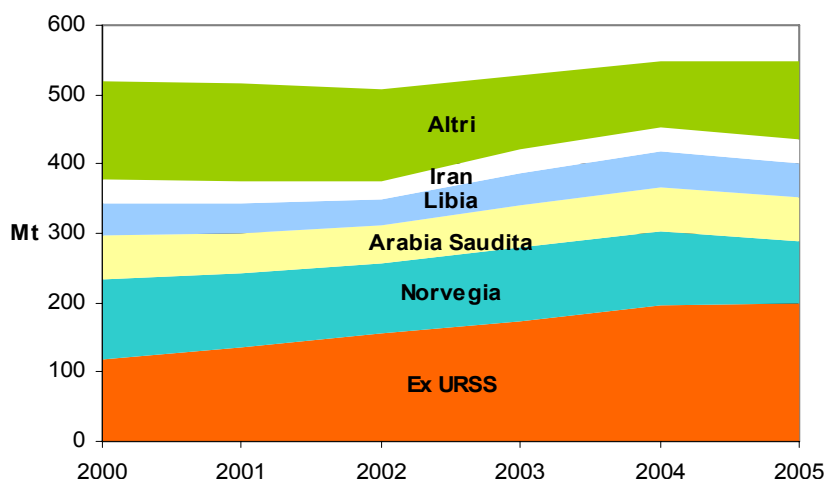
Dal 1990 al 2004 le importazioni nette di petrolio sono cresciute di 51 Mtep. Nello stesso periodo la produzione interna è aumentata fino al 1999 per poi diminuire fino a livelli di poco superiori a quelli del 1990. A fronte di una tendenza di moderata crescita del consumo interno lordo, si registra quindi una crescita delle importazioni che, nel 2004 coprivano l'84% del consumo interno lordo (figura 2.10).

Figura 2.10 – UE-25: importazioni nette, produzione, consumo interno lordo di petrolio



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

Figura 2.11 – UE-25: importazioni di petrolio per paese/area di origine



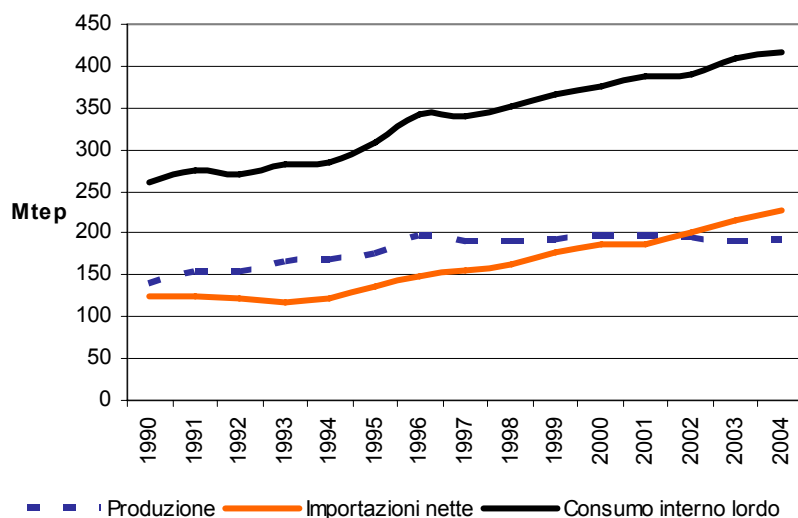
Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

A partire dal 2000, a causa anche del rapido declino della produzione nei giacimenti del Mare del Nord che ha causato la contrazione della produzione interna, si è registrata una riduzione dell'afflusso di petrolio norvegese. Nello stesso periodo i paesi dell'ex URSS hanno assunto il ruolo di fornitori chiave dell'Unione Europea coprendo, nel 2004, più del 36% delle importazioni europee (circa 23% nel 2000). La quota di importazioni dei principali fornitori medio-orientali viene leggermente erosa a favore di altri fornitori, prevalentemente africani (Libia e paesi del Golfo di Guinea) (figura 2.11).

Nel complesso, il mercato petrolifero europeo appare fortemente dipendente dalle importazioni provenienti dall'ex Unione Sovietica.

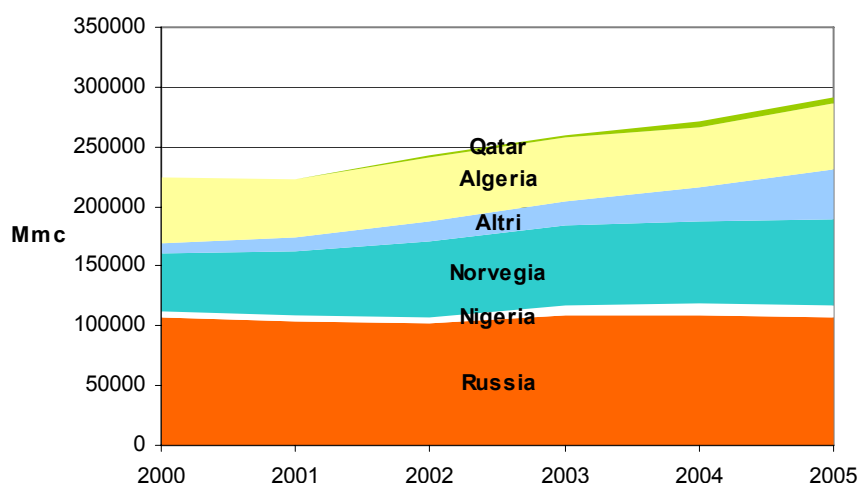
A partire dal 1996 la produzione di gas naturale dei paesi dell'Unione Europea inizia a ristagnare. Come già evidenziato nel paragrafo precedente, il consumo interno lordo risulta invece particolarmente dinamico. La copertura del fabbisogno interno di gas naturale è avvenuta attraverso un crescente ricorso alle importazioni (circa 104 Mtep di incremento tra il 1990 e il 2004) che, nel 2004, coprivano il 54% del fabbisogno di gas naturale (47% nel 1990) (figura 2.12).

Figura 2.12 – UE-25: importazioni nette, produzione, consumo interno lordo di gas naturale



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

Figura 2.13 – UE-25: importazioni di gas naturale per paese/area di origine



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

Un quarto delle importazioni europee provengono dalla Norvegia, il 37% dalla Russia e poco meno del 20% dall'Algeria (figura 2.13).

I tentativi di diversificazione dell'approvvigionamento procedono lentamente e sono legati allo sviluppo delle infrastrutture di trasporto. La struttura delle importazioni per paese di origine evidenzia una preoccupante concentrazione dell'offerta (l'82% è coperta da soli tre paesi), e la vulnerabilità dei paesi europei di fronte alle tensioni geopolitiche nei principali paesi produttori.

### 2.3 La dipendenza energetica

La dipendenza dalle importazioni di energia per i 25 paesi dell'Unione Europea è pari al 50,5% nel 2004. La dipendenza energetica, che nel 1990 era pari al 44,6%, è gradualmente aumentata dopo il 1999 soprattutto a causa del declino della produzione di petrolio e gas nel Mare del Nord.

La dipendenza dal petrolio continua ad essere particolarmente elevata: da un valore minimo pari al 72% raggiunto nel 1999, anno in cui si è raggiunto il picco di produzione per i giacimenti del Mare del Nord, si è assistito ad un progressivo incremento fino all'80,2% del 2004. Comparato con l'andamento della dipendenza dalle importazioni di combustibili solidi e gas, l'indicatore sembra tuttavia piuttosto stabile. La dipendenza dalle importazioni di gas, pur mostrando un andamento altalenante, è passata da circa il 40% del 1990 al 54,5% del 2004, mentre la dipendenza dalle importazioni di combustibili solidi è salita dal 17% del 1990 al 38,2% del 2004.

L'indicatore assume valori piuttosto bassi (valori negativi indicano che il paese è un esportatore netto di energia) in alcuni paesi che producono volumi notevoli di gas naturale, petrolio o carbone: Repubblica Ceca, Danimarca, Estonia, Polonia e Regno Unito mostrano un grado di dipendenza inferiore al 30%. Particolarmente vulnerabile è invece la posizione dei paesi caratterizzati da un grado di dipendenza superiore al 75% (Italia, Belgio, Portogallo, Spagna e Irlanda) (tabella 2.1).

Tabella 2.1 – UE-25: dipendenza energetica<sup>1</sup> negli Stati membri. Anno 2004

	<b>Totale</b>	<b>Solidi</b>	<b>Petrolio</b>	<b>Gas</b>
<b>UE 25</b>	50,5	38,2	80,2	54,5
<b>Belgio</b>	78,9	101,4	99,8	99,9
<b>Rep. Ceca</b>	25,3	-17,2	93,6	91,1
<b>Danimarca</b>	-47,9	101,4	-116,8	-79,7
<b>Germania</b>	61,3	32,3	94,8	83,7
<b>Estonia</b>	28,5	6,2	73,8	100,0
<b>Grecia</b>	72,7	5,1	104,8	97,5
<b>Spagna</b>	77,4	67,2	99,4	97,8
<b>Francia</b>	50,5	94,4	98,3	96,2
<b>Irlanda</b>	86,5	78,2	93,4	81,2
<b>Italia</b>	84,5	101,1	93,3	83,8
<b>Cipro</b>	94,6	70,7	98,8	-
<b>Lettonia</b>	63,5	94,0	99,2	130,5
<b>Lituania</b>	48,0	91,4	94,2	100,0
<b>Lussemburgo</b>	98,2	100,0	99,6	100,0
<b>Ungheria</b>	60,8	32,9	76,8	79,2
<b>Malta</b>	100,0	-	100,0	-
<b>Paesi Bassi</b>	30,7	98,7	95,5	-67,7
<b>Austria</b>	70,8	95,1	95,0	78,8
<b>Polonia</b>	14,7	-26,8	94,0	68,3
<b>Portogallo</b>	83,6	95,2	97,8	100,0
<b>Slovenia</b>	52,1	21,8	101,6	99,5
<b>Slovacchia</b>	67,6	83,2	91,9	103,3
<b>Finlandia</b>	54,4	73,3	96,0	100,0
<b>Svezia</b>	36,5	85,3	97,8	100,0
<b>Regno Unito</b>	5,2	59,0	-15,3	1,7

Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

1) Dipendenza = importazioni nette/(consumo interno lordo + bunkeraggi)

Nota: esiste una formula semplificata che non tiene conto dei bunkeraggi e fornisce valori di dipendenza energetica più elevati. Valori superiori a 100 sono possibili per la variazione delle scorte. Valori negativi indicano che il paese è un esportatore netto.

L'indicatore aggregato, pur evidenziando preoccupanti livelli di dipendenza energetica, non segnala in maniera sufficientemente chiara la reale vulnerabilità dell'Unione Europea a possibili interruzioni dell'offerta di fonti primarie di energia o al loro improvviso rincaro. Carenze infrastrutturali limitano infatti la possibilità di effettuare compensazioni interne in caso di interruzioni degli approvvigionamenti.

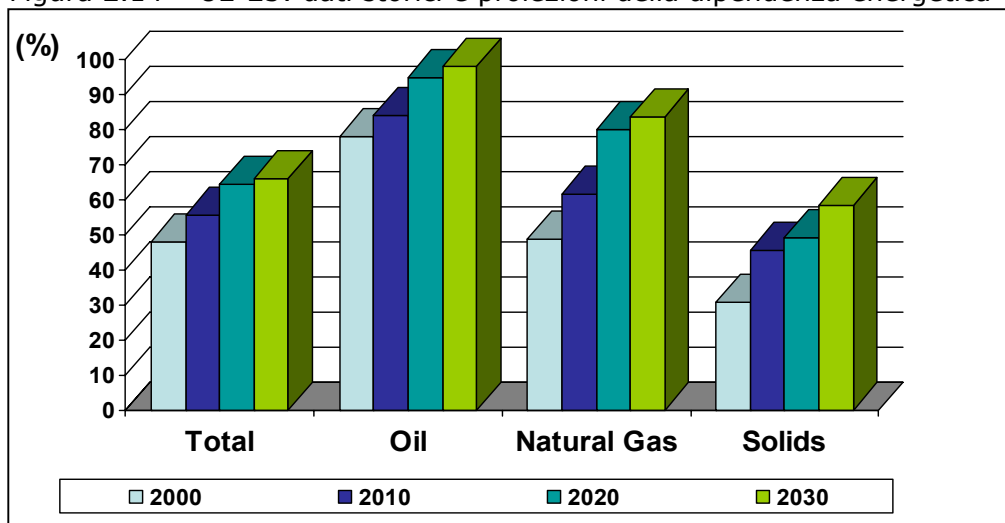
Tali limitazioni interessano prevalentemente il settore *downstream* dell'industria petrolifera (si veda a riguardo il paragrafo 1.1.4) e il trasporto-stoccaggio di gas naturale (dove influiscono anche ritardi nell'armonizzazione regolamentare).

In quest'ultimo settore la capacità di stoccaggio si concentra per il 65% in Germania, Francia e Italia, mentre la *spare capacity*<sup>2</sup> di alcuni paesi (Regno Unito, Irlanda, Spagna, Polonia, Repubblica Ceca) risulta piuttosto bassa in relazione ai consumi.

La necessità di avviare un massiccio piano di investimenti, tuttavia, non riguarda solamente i paesi menzionati in precedenza ma la maggior parte degli Stati membri per i quali si prevede, in pochi anni, la saturazione della *spare capacity*. Si deve inoltre considerare che la capacità infrastrutturale di importazione esistente è in gran parte impegnata per il transito dei volumi di gas acquistati attraverso contratti di lungo periodo; ne consegue che la capacità disponibile per gestire situazioni di emergenza o per favorire l'ingresso sul mercato di nuovi soggetti è, in pratica, ancor più limitata.

<sup>2</sup> Valutata come differenza tra capacità dell'offerta (cioè capacità di importazione e produzione nazionale) e consumo interno (Commissione Europea – DG TREN "The Annual Energy and Transport Review for 2004", pag. 38).

Figura 2.14 – UE-25: dati storici e proiezioni della dipendenza energetica



Fonte: Commissione Europea – DG TREN, PRIMES

Come si vedrà più in dettaglio nel paragrafo 2.4, la crescente dipendenza dei paesi dell'Unione Europea dalle importazioni di combustibili fossili è destinata a proseguire negli anni futuri, secondo quanto evidenziato dalle proiezioni al 2030 della Commissione Europea, effettuate con il modello PRIMES (figura 2.14).

In uno scenario a legislazione vigente, la dipendenza complessiva sarà di poco superiore al 60% nel 2020 e al 65% nel 2030. Particolarmente evidente sarà il livello di dipendenza nel settore del petrolio, prossimo al 95% già nel 2020; la dipendenza nel settore del gas è destinata a subire una brusca accelerazione per passare dagli attuali livelli all'80% nel 2020 e all'85% nel 2030. La dipendenza energetica per i combustibili solidi, infine, raggiungerà il 60% nel 2030. L'evoluzione in quest'ultimo settore appare al momento meno preoccupante, non solo per il ruolo importante che continua a svolgere la produzione interna, ma anche per la equilibrata composizione delle importazioni che, in prevalenza, proverranno da aree politicamente stabili.

Il ricorso alle importazioni dai paesi ex sovietici non potrà, in futuro, tenere il passo della crescita della domanda di petrolio soprattutto per le difficoltà che verosimilmente incontreranno i tentativi di incremento della produzione russa. Indipendentemente da politiche di gestione della domanda, che agevolerebbero il contenimento della dipendenza dalle importazioni, si evidenzia la necessità di diversificare le fonti di approvvigionamento attraverso accordi con i paesi produttori mediorientali e ricercando nuove collaborazioni con i paesi africani. In un mercato completamente globalizzato come quello petrolifero, le compagnie europee dovranno quindi fronteggiare la concorrenza nel settore *upstream* delle compagnie asiatiche e nordamericane e saranno particolarmente vulnerabili all'influenza delle tensioni geopolitiche.

La dipendenza nel settore del gas mostrerà un percorso di crescita più rapido ma la differenziazione delle fonti di approvvigionamento appare tuttavia più agevole rispetto a quanto previsto per il settore petrolifero. Tale differenziazione potrà avvenire essenzialmente attraverso lo sviluppo del commercio di GNL che permetterà l'afflusso di gas anche da paesi di produzione piuttosto remoti. Alcune questioni di incertezza sono destinate a gravare sull'articolazione delle importazioni nel settore gas dell'Unione Europea; tra queste vale la pena menzionare:

1. la possibilità che lo sviluppo del commercio mondiale di GNL sia limitato da una lenta crescita della capacità di liquefazione a causa della maggiore intensità di capitale che caratterizza questa fase della catena produttiva rispetto alla fase di rigassificazione; a tale riguardo, è verosimile ipotizzare uno sviluppo del mercato basato prevalentemente su contratti di lungo periodo atti a contenere il rischio degli investitori garantendo adeguati livelli di domanda nel lungo periodo. In una simile situazione, il mercato spot coprirebbe solo nicchie marginali di mercato e un'oculata strategia di sviluppo infrastrutturale dovrebbe prevedere l'individuazione di almeno un fornitore di riferimento per ciascun impianto di rigassificazione in progetto;

2. la possibilità che i principali esportatori diano luogo a politiche di cartello agevolate anche dalla frammentazione della domanda (a fronte di una struttura dell'offerta oligopolistica). In questo senso, un altro fattore chiave è il coordinamento della politica comune dell'approvvigionamento di gas naturale dei 27 paesi dell'Unione Europea;
3. la crescita della domanda di gas da parte dei paesi asiatici emergenti, che potrebbe costringere l'Europa ad una maggiore concorrenza attraverso l'offerta di contratti più onerosi;
4. il vincolo rappresentato dalla capacità di trasporto delle principali reti di connessione con le regioni confinanti con l'Europa (67 miliardi di m<sup>3</sup> per anno dall'Algeria e 75 dalla Russia) che potrebbero non essere sufficienti già nel 2010, anno in cui le importazioni nette potrebbero superare i 160 miliardi di m<sup>3</sup>. Una significativa espansione delle capacità di trasporto è necessaria nel lungo termine, dal momento che la domanda attesa non potrà essere soddisfatta attraverso le nuove infrastrutture la cui costruzione è attualmente allo studio;
5. la necessità di riformare il sistema tariffario per rendere più allettante l'attività di stoccaggio e agevolare gli investimenti nel settore. Tale necessità sarà tanto più pressante quanto maggiore sarà il ricorso all'approvvigionamento tramite GNL.

## **2.4 Scenari europei della domanda di energia e delle emissioni**

In questa sezione verranno illustrati alcuni scenari elaborati per la DG TREN (Energia e Trasporti) della Commissione Europea con il modello PRIMES dall'E3M-Lab, *Institute for Communications and Computer Systems della National Technical University* di Atene.

PRIMES è un modello in grado di riprodurre e proiettare i bilanci energetici dei 25 paesi membri dell'UE all'orizzonte 2030, sulla base di una serie di ipotesi esogene di partenza. Le ipotesi esogene, oltre quelle relative alla dinamica della popolazione e al tasso di crescita medio delle economie dei 25 paesi, riguardano i prezzi mondiali delle risorse energetiche fossili (petrolio, gas carbone), solitamente mutuati dai risultati del modello energetico globale POLES, nonché le politiche a livello comunitario e nazionale rispetto all'energia o l'ambiente.

Gli scenari qui di seguito discussi includono:

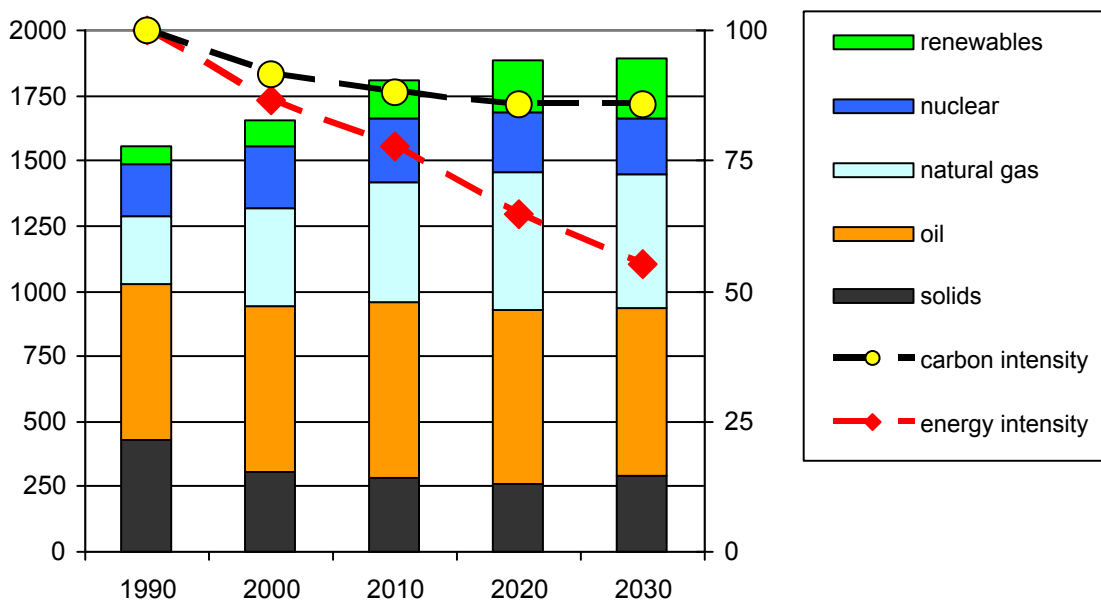
- uno scenario di riferimento,
- due scenari con differenti ipotesi sui prezzi del petrolio e gas,
- uno scenario di elevata efficienza energetica,
- uno scenario con forte sostegno alle fonti rinnovabili,
- uno scenario combinato alta efficienza-forte sostegno alle rinnovabili.

### **2.4.1 Lo scenario di riferimento**

Lo scenario di riferimento qui discusso è stato elaborato alla fine del 2005. Esso considera un tasso di crescita delle economie dei UE-25 del 2% medio annuo fino al 2030, una leggera crescita della popolazione fino al 2020, con successiva stagnazione, e una dinamica dei prezzi del petrolio che dai 55 \$/bbl nel 2005 sale a 58 \$/bbl nel 2030 (a prezzi 2005, che assumendo un tasso di inflazione medio annuo in linea con gli obiettivi della BCE, cioè del 2%, significa un prezzo nominale di 95 \$/bbl nel 2030).

Quanto alle ipotesi di *policy*, si presume una continuazione di quelle già in vigore alla fine del 2004 ma senza modifiche, e un prezzo del carbonio non superiore a 5 \$/tonnellata di CO<sub>2</sub> fino al 2030 per i settori coperti dall'*European Emission Trading Scheme*.

Figura 2.15 - Consumi energetici totali (in Mtep), intensità energetica e di carbonio (1990=100) per l'UE-25. Anni 1990-2030



Fonte: NTUA - *European Energy and Transport: Trends to 2030 - update 2005*. EC DG TREN, 2006

L'andamento della domanda totale di energia primaria dell'UE-25 fino al 2030 è illustrata dalla figura 2.15. Come si vede la domanda cresce leggermente fino al 2020 per poi stabilizzarsi, in parte grazie alle dinamiche demografiche della regione.

La composizione per fonti vede ancora una presenza preponderante delle fonti fossili, tuttavia in diminuzione dall'80% nel 2000 al 77% nel 2030. Al loro interno il gas continua a crescere (dal 22,8% nel 2000 al 27,3% nel 2030), il petrolio si riduce (dal 38,4% al 33,8%), il carbone diminuisce fino al 2020 (dal 18,5 nel 2000 al 13,8% nel 2020) per tornare a crescere leggermente fino al 15,5% nel 2030. L'apporto del nucleare scende leggermente (dal 14,4% all'11,1%) per la chiusura di alcuni impianti obsoleti ed il mantenimento di una politica di *phase-out* in molti paesi dell'UE. Cambiamenti di un certo rilievo si vedono nella quota delle fonti rinnovabili, che si raddoppia (dal 5,8% nel 2000 al 12,2% nel 2030), senza però raggiungere l'obiettivo stabilito dall'UE per il 2010 (20% nel 2020).

Se da un lato la situazione migliora leggermente dal punto di vista della quota di fonti domestiche e a basso tenore di carbonio (dal 20% nel 2000 al 23% nel 2030), dall'altro la dipendenza energetica complessiva peggiora (dal 50% attuale a circa il 65% nel 2030) a causa della riduzione della produzione interna di fonti fossili.

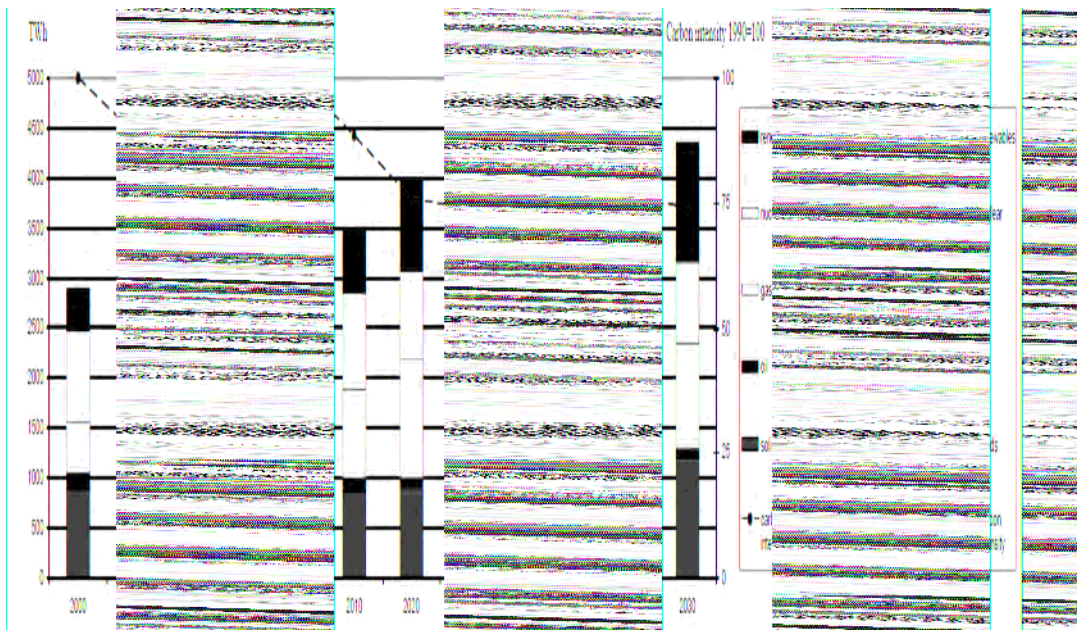
Per quanto riguarda l'intensità energetica, ad una crescita del PIL del 79% dal 2000 al 2030 si affianca un aumento dei consumi energetici di "appena" il 15%, con conseguente riduzione dell'intensità energetica dell'1,5% annuo. L'intensità di carbonio si riduce anch'essa, ma in misura molto minore, fino al 2020 per riprendere a salire leggermente dopo tale data, a causa di una progressiva sostituzione degli impianti nucleari più obsoleti con nuove centrali a carbone. In questo scenario, le emissioni complessive di CO<sub>2</sub> nel 2030 sono superiori del 5% al livello del 1990.

La domanda finale cresce soprattutto nei servizi (+49% dal 2000 al 2030) e nel settore residenziale (+29%), mentre rallenta progressivamente la crescita nei trasporti (+21%), settore dove, peraltro, a parte una piccola quota di biocarburanti, nel periodo considerato non emergono combustibili alternativi al petrolio. Nell'industria la domanda cresce solo del 19% a seguito di una modifica della struttura produttiva verso attività a più alto valore aggiunto, ma ad intensità energetica inferiore: l'intensità energetica in questo settore scende dell'1,2% annuo fino al 2030.

La domanda elettrica cresce del 51% fra il 2000 ed il 2030, il che richiede una parallela espansione del parco di generazione. Tuttavia, una parte crescente di questa domanda viene soddisfatta da impianti a cogenerazione di energia elettrica e calore, da impianti ad energia rinnovabile e da centrali a gas (figura 2.16).



Figura 2.16 – Produzione elettrica per fonte energetica (TWh)



Fonte: NTUA - *European Energy and Transport: Trends to 2030 – update 2005*. EC DG TREN, 2006

La quota delle rinnovabili nella produzione elettrica, soprattutto grazie al rapido sviluppo dell'energia eolica (il cui output crescerebbe di venti volte rispetto al 2000), sale al 18% nel 2010 (ancora al di sotto degli obiettivi dell'UE), al 23% nel 2020 e al 28% nel 2030. Anche l'energia elettrica da biomassa e da solare fotovoltaico cresce rapidamente, ma scontando un valore iniziale molto basso. Il crescere della quota di fonti "intermittenti" ha per conseguenza un aumento della capacità di generazione necessaria a rimpiazzarle nei momenti di minore disponibilità.

La quota del nucleare si riduce dal 30% ad appena il 19%. Si può dire che in questo scenario le dinamiche opposte delle rinnovabili e del nucleare si compensano, per mantenere la quota di fonti interne che non danno luogo ad emissioni di CO<sub>2</sub>, intorno al 45-45% in tutto il periodo.

Come già notato, la quota del carbone decresce nel medio termine, fino al 2020, ma la necessità di rimpiazzare centrali nucleari obsolete, e i prezzi crescenti del gas, rendono l'opzione carbone più interessante a partire dal 2020, con implicazioni negative per l'intensità di carbonio della produzione elettrica europea, il cui trend discendente, come evidenziato dalla figura 2.16, si arresta.

Questo scenario mostra dunque non pochi aspetti insoddisfacenti, soprattutto rispetto ad alcune politiche che stanno a cuore all'Unione Europea, come la riduzione delle emissioni di gas di serra dal settore energetico, la riduzione della dipendenza energetica ed un crescente ruolo per le rinnovabili.

#### 2.4.2 Scenari alternativi

##### Due scenari esplorativi con differenti ipotesi sui prezzi del petrolio e gas

Di recente l'Unione Europea ha sperimentato valori elevati dei prezzi all'importazione di petrolio e gas naturale. I massimi (in valore nominale) per il prezzo del petrolio sono stati toccati nell'estate 2006, con 77 \$/bl. Tale prezzo corrisponde in termini reali a poco meno del prezzo registratosi allo scoppio della guerra Iran-Iraq nel 1980.

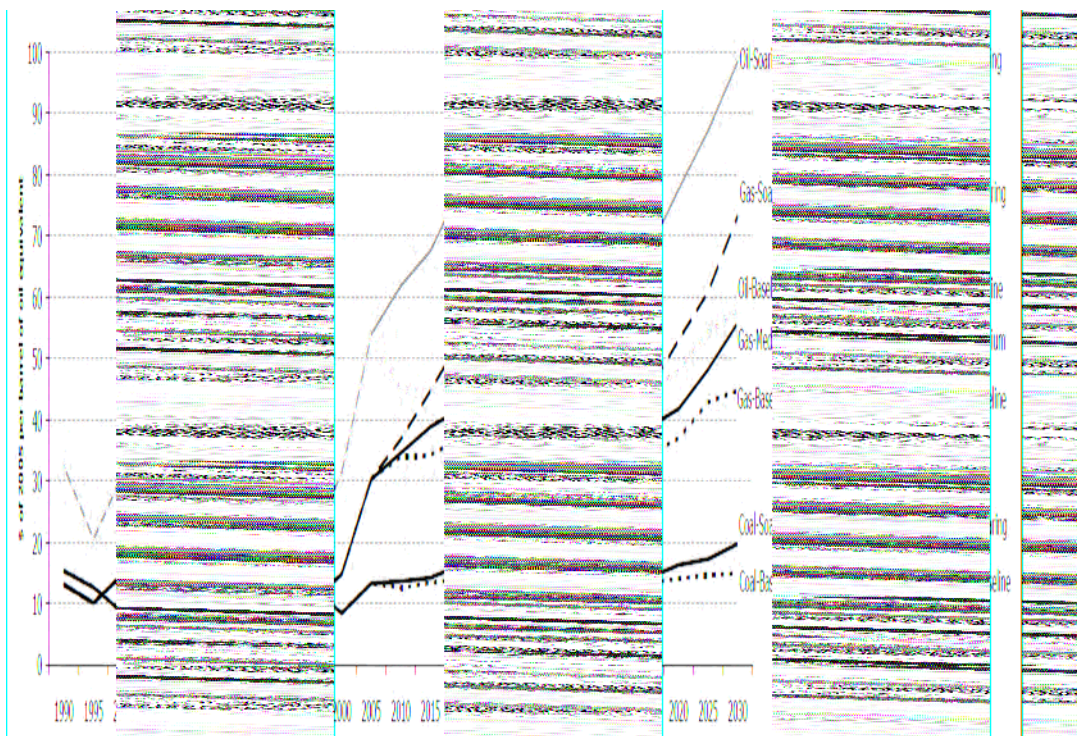
In una tale situazione, la possibilità di un incremento continuo del prezzo per i prossimi 25-30 anni non sembrava così remota e la Commissione Europea ha ritenuto utile esaminare l'impatto sulla domanda energetica dell'Unione di scenari di prezzo più elevati di quelli di *baseline*<sup>3</sup>. Due scenari in particolare sono stati considerati:

<sup>3</sup> NTUA: *European Energy and Transport: Scenarios on high oil and gas prices*. EC DG TREN, 2006.

- nel primo il prezzo del petrolio, a causa di una crescita delle economie asiatiche più elevata e di una disponibilità di risorse petrolifere inferiore a quelle dello scenario di base, crescerebbe in maniera sostenuta fino a raggiungere nel 2030 il valore di 100 \$/bl a prezzi 2005. Il prezzo del gas in questo scenario resterebbe strettamente legato a quello del petrolio e crescerebbe secondo una traiettoria parallela (scenario *Soaring oil and gas prices*);
- nel secondo il prezzo del petrolio seguirebbe lo stesso trend che nel primo caso ma il prezzo del gas non sarebbe più strettamente legato a quello del petrolio e avrebbe quindi una traiettoria divergente (scenario *Medium gas and soaring oil prices*).

Il prezzo del carbone seguirebbe lo stesso andamento nei due scenari, che sono illustrati nella figura 2.17.

Figura 2.17 – Prezzi internazionali dell’energia per l’Europa in diversi scenari



Fonte: NTUA - *European Energy and Transport: Scenarios on high oil and gas prices*. EC DG TREN, 2006

Come per lo scenario di *riferimento*, queste due differenti traiettorie di prezzo sono l’*output* del modello POLES ottenuti sulla base d’ipotesi differenti dal lato dell’offerta di energia e di un tasso di crescita dell’economia mondiale superiore che nello scenario di riferimento (+3,3%/anno invece che 3,1%). Tali trend di prezzo, immessi come input del modello PRIMES, conducono a risultati significativamente diversi rispetto al caso base nell’evoluzione della domanda energetica del sistema costituito dai paesi dell’UE. Questo, infatti, reagisce ai prezzi più alti dell’energia ed ai costi più elevati, tramite una modifica del mix energetico ed un abbassamento dell’intensità energetica. Il consumo di fonti primarie di energia si riduce al crescere dei prezzi energetici e la struttura dei consumi si orienta verso un maggiore uso di fonti rinnovabili, di energia nucleare e di combustibili solidi.

Nello scenario "Medium gas and soaring oil price" la domanda energetica primaria dei paesi dell’UE-25 al 2030 si ridurrebbe dell’1,7% rispetto allo scenario di *riferimento* e, visto che la crescita economica resterebbe immutata, l’intensità energetica diminuirebbe ulteriormente. Per quanto riguarda il mix di combustibili, la riduzione rispetto alla *baseline* sarebbe particolarmente vistosa nei consumi di petrolio (-7,9% al 2030), ma sarebbe sensibile anche nei consumi di combustibili solidi (-2,5%) e di gas (-1,5%).

Tuttavia, considerando le quote, l'unica che si ridurrebbe veramente è quella del petrolio e molto marginalmente quella dei combustibili solidi: per effetto di sostituzione, le altre fonti vedrebbero tutte accrescere la loro quota, e particolarmente le rinnovabili ed il nucleare. Per le rinnovabili, il pur significativo incremento dei prezzi del petrolio non sarebbe sufficiente a far loro raggiungere la quota-obiettivo del 12% già fissata a livello europeo per il 2010. Le emissioni, come risultato delle suddette modifiche del mix energetico, crescerebbero più lentamente che nello scenario di base, raggiungendo nel 2030 un valore dello 0,4% inferiore a quello del 1990. Quanto alla dipendenza energetica, essa risulterebbe del 3,7% inferiore a quella dello scenario di base nel 2030, attestandosi poco sopra il 61%.

Nello scenario "Soaring oil and gas prices" i prezzi del gas crescerebbero rapidamente in parallelo a quelli del petrolio. Rispetto al caso precedente la domanda energetica totale si ridurrebbe di più (-1,8% rispetto al caso base nel 2030). La dipendenza energetica nel 2030 aumenterebbe fino al 59,7% (comunque un valore inferiore sia a quello dello scenario precedente che a quello dello scenario *referimento*). Anche in questo caso avverrebbe uno spostamento del mix energetico verso rinnovabili e nucleare. Tuttavia, anche se le emissioni crescerebbero meno che nel caso base (+0,8% rispetto al 1990 nel 2030) il risultato di questo scenario sarebbe meno favorevole di quello prodotto dallo scenario "*Medium gas and soaring oil prices*". Infatti, per bilanciare la perdita di competitività dovuta agli alti prezzi del petrolio, la domanda energetica del sistema non potrebbe rivolgersi al gas (data la forte crescita del suo prezzo) e si riverserebbe sul carbone in misura maggiore che nel caso precedente.

### **Tre scenari di policy**

I tre scenari che seguono sono stati simulati per illustrare possibili percorsi alternativi per l'evoluzione del sistema energetico europeo al 2030. Uno di forte miglioramento dell'efficienza energetica; uno di forti incentivi (alla produzione ed al consumo) per le fonti rinnovabili; un terzo scenario che combina i due casi precedenti<sup>4</sup>. Assieme ai risultati di altre simulazioni effettuate con diversi strumenti modellistici, la quantificazione di questi scenari ha fornito indicazioni sugli ordini di grandezza degli impatti di politiche più vigorose sull'efficienza energetica e sulle rinnovabili. Questi risultati sono in qualche modo incorporati nelle più recenti Comunicazioni sulla politica energetica europea presentate dalla Commissione Europea al Parlamento ed al Consiglio Europeo il 10 gennaio 2007 (si veda la sezione 2.5).

#### Uno scenario di alta efficienza energetica

Questo scenario, insieme agli altri due discussi qui di seguito, è stato costruito per simulare l'impatto di politiche già adottate a favore del miglioramento dell'efficienza energetica. Tali politiche, già dal *Libro Verde sull'Efficienza Energetica* del 2005 considerate chiave di volta della politica energetica europea, sono state ribadite nel successivo *Libro Verde del 2006 (Strategia Europea per un'Energia Sostenibile, Competitiva e Sicura)* e sono state fissate nella legislazione europea attraverso varie direttive, come quella sull'efficienza energetica degli edifici o sull'efficienza energetica negli usi finali o sull'*ecodesign*.

Questo scenario, dunque, ipotizza la piena realizzazione di queste direttive, ed in parallelo, un atteggiamento da parte dei consumatori meno diffidente nei confronti di tecnologie a più elevata efficienza energetica e meno avverso al rischio rispetto ai costi più alti delle medesime. Ne risultano miglioramenti considerevoli dell'efficienza energetica nel settore residenziale e dei servizi, ma anche nei trasporti. Ulteriori miglioramenti vengono da un maggiore ricorso alla cogenerazione. Le altre ipotesi di base (popolazione, PIL, prezzi energetici) restano identiche a quelle dello scenario di *referimento*.

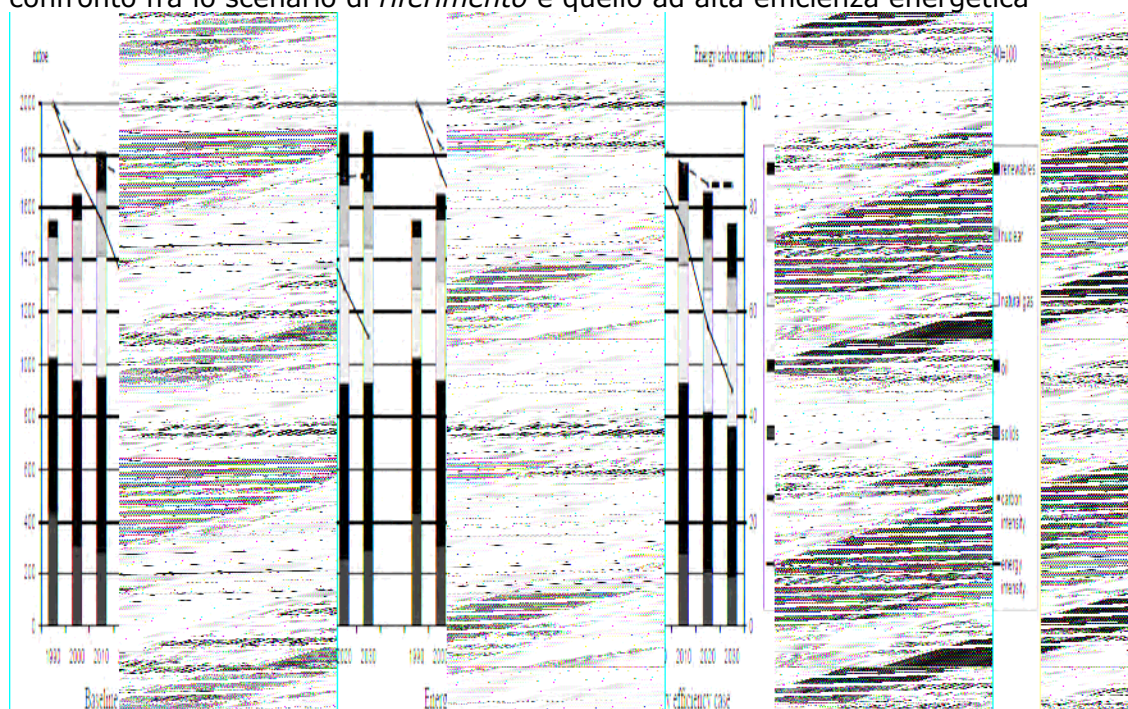
I risultati di questa simulazione indicano che le politiche e misure di efficienza energetica incluse nello scenario hanno un impatto considerevole in termini di contenimento della domanda di energia. Il consumo energetico totale dell'UE-25 nel 2020 ritorna praticamente ai livelli del 2000 (l'incremento è di appena lo 0,5% in 20 anni), mentre nel 2030 torna al di sotto dei livelli del 1990.

---

<sup>4</sup> NTUA: *European Energy and Transport: Scenarios on energy efficiency and renewables*. EC DG TREN, 2006.



Figura 2.18 – Consumi totali di energia primaria per fonte e intensità di carbonio: confronto fra lo scenario di *referimento* e quello ad alta efficienza energetica



Fonte: NTUA - *European Energy and Transport: Scenarios on energy efficiency and renewables*. EC DG TREN, 2006

Tale risultato si verifica a dispetto di una crescita economica dell'area del 2% annuo (+79% nel periodo 2000-2030): questi *trend* divergenti della domanda energetica e del reddito producono una riduzione dell'intensità energetica pari a -2,2%/anno nel periodo 2000-2030.

La domanda diminuisce per tutte le fonti energetiche, ma soprattutto per l'energia nucleare (-35%) e per il carbone (-34,2%), usati in particolare nella generazione elettrica, grazie in parte al rallentamento della domanda elettrica permesso da una maggiore efficienza energetica e in parte all'accresciuta penetrazione della cogenerazione in sistemi a gas. Dunque nucleare e carbone perdono quote percentuali di mercato mentre petrolio, fonti rinnovabili e gas naturale vedono la loro quota accrescersi. Tuttavia non si può veramente dire che un maggiore risparmio energetico favorisca fortemente la crescita della quota delle rinnovabili nel mix energetico.

Per contro, le emissioni di CO<sub>2</sub> diminuiscono notevolmente: nel 2030 la riduzione è del 20% rispetto alla *baseline*, del 16% rispetto ai livelli del 1990. Dal punto di vista della dipendenza energetica si ha un miglioramento molto modesto rispetto alla *baseline* fino al 2020, ma un leggero peggioramento all'orizzonte 2030. Il perché di questo risultato sta nella riduzione del contributo del nucleare e dei combustibili fossili di origine locale, conseguenti alla riduzione della domanda elettrica. Dal punto di vista settoriale le riduzioni della domanda energetica finale rispetto alla *baseline* sono più significative nel settore dei servizi (-31,4%), nel residenziale (-26%) e nei trasporti (-10,9%), ma piuttosto limitate nell'industria (-2,4%). Una grossa parte di queste riduzioni è il risultato dei minori consumi delle apparecchiature elettriche (per tutti gli usi), il che conferma l'importanza di politiche di etichettatura di questi prodotti.

#### Uno scenario con forte sostegno alle fonti rinnovabili

Questo scenario è stato costruito per definire politiche e obiettivi per le rinnovabili quanto più vicini possibile alle ipotesi attualmente in discussione a livello comunitario, ovvero l'obiettivo di una quota pari al 15% della domanda totale al 2015 e del 20% al 2020. A parte l'ipotesi di un sostegno molto più determinato alle rinnovabili, questo scenario mantiene tutte le altre ipotesi fondamentali dello scenario di *referimento*.

I risultati di questo scenario indicano una riduzione della domanda energetica primaria dell'UE-25 assai modesta (-1,8% al 2030) rispetto allo scenario di *riferimento*, anche perché le ipotesi sul livello di efficienza energetica non differiscono rispetto a quest'ultimo. Quello che cambia in questo scenario, e non di poco, è il mix energetico, che si orienta verso le rinnovabili a discapito delle altre fonti ed in particolare dei combustibili solidi, ma anche del petrolio e del gas. La quota del nucleare per contro resta immutata in assenza di nuove decisioni in merito a questa tecnologia.

In questo scenario la quota di rinnovabili al 2030 raggiunge il 24%, ma può salire ulteriormente qualora politiche volte a migliorare l'efficienza energetica venissero realizzate in contemporanea. L'uso di rinnovabili al 2030 è dell'84% superiore a quello dello scenario di *riferimento*. La domanda di combustibili fossili invece cade del 24,5%, quella di energia nucleare diminuisce del 14,1%, quelle di petrolio e gas naturale si riducono rispettivamente dell'8,9% e del 5,8%. Uno sviluppo così importante delle rinnovabili è prevalentemente dovuto alla crescita dell'uso di biomasse e dei rifiuti, sia nella produzione elettrica che nei settori di trasporto (come biocarburanti aggiunti alla benzina ed al gasolio). Tuttavia assai cospicua, seppure in termini relativi, risulta anche la crescita dell'energia solare e geotermica, mentre per il vento si ha un ulteriore miglioramento rispetto alla pur favorevole traiettoria dello scenario di *riferimento*.

La quota delle rinnovabili nella generazione elettrica cresce al 45,6% nel 2030, mentre la quota dei biocarburanti nei trasporti sale al 19% nello stesso periodo.

Tali risultati chiaramente hanno implicazioni forti per le emissioni di CO<sub>2</sub> che si riducono del 15,2% nel 2030 rispetto allo scenario *riferimento*, rimanendo dell'11% al di sotto del valore del 1990. Inoltre, la dipendenza energetica si riduce rispetto allo scenario di *riferimento*, e ciò avviene nonostante un declino della produzione interna di carbone e nucleare. Parimenti si abbassano ulteriormente l'intensità energetica e, soprattutto, quella di carbonio.

#### Uno scenario misto efficienza energetica + sostegno alle rinnovabili

In questo scenario vengono introdotte simultaneamente le ipotesi dei due scenari precedenti, allo scopo di esaminare possibili sovrapposizioni e sinergie fra i due tipi di politiche.

Nello scenario misto la domanda totale di energia primaria diminuisce al 2030 di circa il 20% rispetto allo scenario di *riferimento*, ma l'allontanamento dalla traiettoria di riferimento è chiaramente graduale. Dopo il 2010 la domanda energetica totale non solo diminuisce rispetto allo scenario di riferimento ma anche in termini assoluti, fino a raggiungere nel 2030 un livello del 2,5% inferiore a quello del 1990.

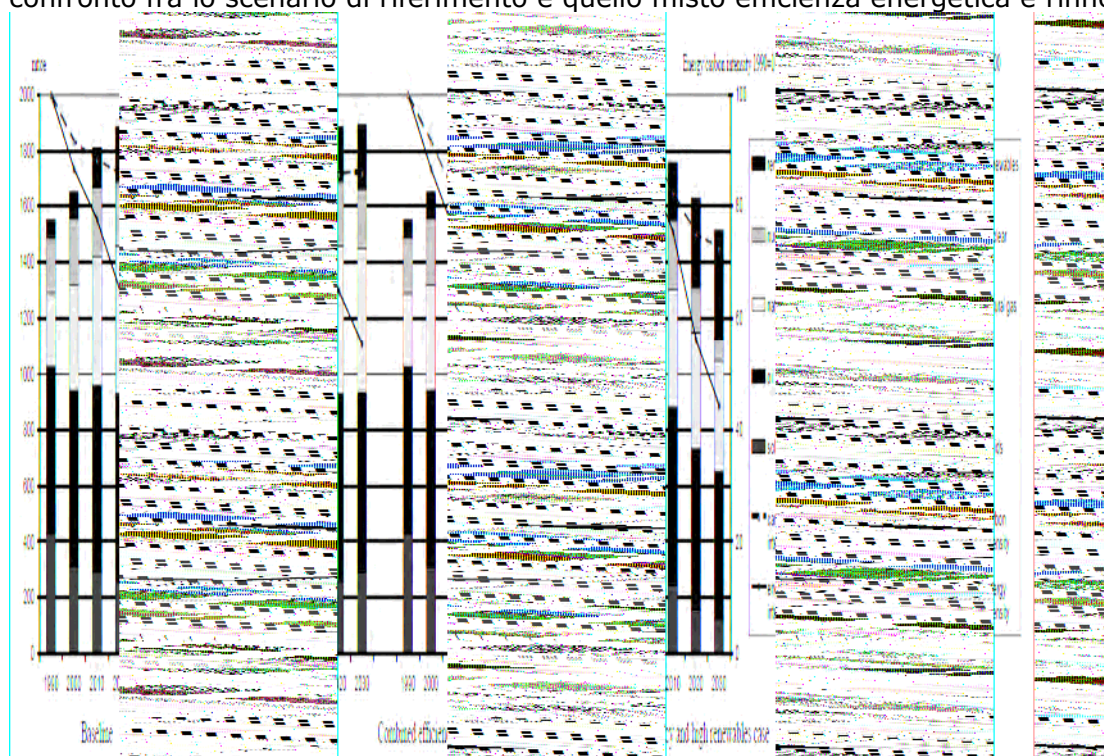
Le politiche a favore delle rinnovabili, combinate con un miglioramento dell'efficienza energetica (e dunque una domanda inferiore) hanno come risultato un peso maggiore delle rinnovabili sul totale della domanda di energia primaria: in questo scenario, infatti, al 2030 le rinnovabili rappresentano il 25,9% della domanda totale (in confronto al 24% dello scenario "rinnovabili"). La domanda di tutte le altre fonti diminuisce sia come quota che in valore assoluto: l'impatto negativo è più forte nel breve periodo per i combustibili solidi ed il gas, mentre nel lungo periodo è più pesante per il nucleare e i combustibili solidi.

Nello scenario misto le rinnovabili accrescono la loro quota di produzione elettrica anche rispetto allo scenario "rinnovabili", giungendo al 55,7% nel 2030. Il contributo principale alla produzione elettrica da rinnovabili viene dalle biomasse e dai rifiuti (22,4%), seguite dall'eolico (18,5%), dall'idroelettrico (12,3%) mentre l'energia solare e geotermica copre il restante 2,5%. La quota del gas è invece del 18,9% mentre quella dei combustibili solidi scende al 12,7% e quella del nucleare si riduce all'8,9%.

Una maggiore efficienza energetica conduce ad una maggiore penetrazione dei biocarburanti nei trasporti anche rispetto allo scenario "rinnovabili". Ciononostante il consumo di biocarburanti in valore assoluto è inferiore a quello dello scenario "rinnovabili".

La modifica del mix energetico e la riduzione dei consumi conducono sia ad una riduzione del 16%, rispetto allo scenario di *riferimento*, nell'intensità di carbonio dell'energia consumata dai 25 paesi dell'UE, sia ad una forte riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> (-32,5%) rispetto alla *baseline* nel 2030. Nello scenario "misto" le emissioni del 2030 sono del 29% inferiori a quelle del 1990, il che rappresenta il principale (ma non il solo) punto di forza di questo scenario.

Figura 2.19 – Consumi lordi di energia per fonte, ed intensità di energia e di carbonio: confronto fra lo scenario di riferimento e quello misto efficienza energetica e rinnovabili



Fonte: NTUA - *European Energy and Transport: Scenarios on energy efficiency and renewables*. EC DG TREN, 2006

Anche i vantaggi dal lato della dipendenza energetica sono di grande interesse: la dipendenza diminuisce in maniera marcata rispetto allo scenario di *referimento*, giungendo al 59% nel 2030 (contro il 65% nello scenario base).

Dunque questo scenario misto, caratterizzato dai due assi di *policy* del risparmio energetico e del sostegno alle rinnovabili, è quello che presenta il maggiore interesse in quanto risponde a vari "obiettivi" dichiarati della politica energetica europea, quali la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, e la riduzione della dipendenza energetica. Una tale "visione" giustificherebbe un suo perseguimento vigoroso e coerente da parte dell'UE.

## 2.5 Gli obiettivi dell'Unione Europea in campo energetico e ambientale

### 2.5.1 Le politiche energetiche

#### Libro Verde "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura" (marzo 2006)

L'8 marzo 2006, quattro anni dopo la pubblicazione del primo Libro Verde sulla sicurezza energetica, la Commissione Europea ha pubblicato il Libro Verde *Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura* (COM(2006)105). Il documento richiama alcuni fatti e tendenze noti, che definiscono il panorama energetico del 21 secolo, in particolare l'incremento della domanda mondiale di energia (crescita prevista del 60% al 2030 con parallelo incremento delle emissioni di CO<sub>2</sub>), l'aumento dei prezzi delle materie prime energetiche, la forte concentrazione delle riserve di petrolio e gas in poche aree geografiche, spesso instabili.

Esso riporta ancora una volta l'attenzione su alcuni fattori di rischio per l'Europa, principalmente la dipendenza energetica, gli alti costi dell'energia, il cambiamento climatico su scala sia globale che locale: tutti fattori che possono giocare a sfavore della sicurezza di approvvigionamento energetico europea, della competitività della sua economia, ma anche della salute dei suoi ecosistemi. Se tali fatti sono noti da tempo, le risposte adeguate non sono state poste in essere con la necessaria rapidità.

In particolare gli investimenti necessari in Europa a soddisfare la domanda energetica attesa e ad assicurare la sostituzione degli impianti obsoleti sono in ritardo, un mercato energetico interno pienamente competitivo (che dovrebbe garantire sicurezza di approvvigionamento a prezzi più convenienti) stenta a realizzarsi e soprattutto un approccio solo nazionale a sfide globali di questa portata risulta chiaramente insufficiente.

Il Libro Verde individua sei aree fondamentali di azione per rispondere alle sfide energetiche che l'Europa ha di fronte:

1. la competitività del sistema europeo e il completamento del mercato interno dell'energia, che richiedono uno sforzo per abbattere barriere, stimolare gli investimenti necessari, e garantire l'accesso all'energia a prezzi ragionevoli per tutti gli europei;
2. il rafforzamento della solidarietà intra-europea, per prevenire o meglio gestire eventuali crisi nell'offerta energetica;
3. la diversificazione del mix energetico in direzione di una maggiore compatibilità ambientale;
4. uno sviluppo più sostenibile, soprattutto rispetto ai rischi di cambiamenti climatici, assicurando contemporaneamente la competitività del sistema e la sua sicurezza di approvvigionamento;
5. la leadership europea e un piano strategico in materia d'innovazione tecnologica nel settore energetico;
6. una politica comune sull'energia per permettere all'Europa di parlare con un'unica voce all'esterno, soprattutto nei suoi rapporti con i paesi fornitori d'energia e con i vari partner strategici in questo settore.

Questo ultimo punto appare particolarmente critico, perché richiede un approccio chiaramente condiviso ai più alti livelli della politica ma al tempo stesso flessibile (data la diversità di situazioni e di esigenze presenti nei 25 paesi dell'UE). Per la costruzione progressiva di una politica energetica europea, la Commissione propone lo strumento della *Strategic EU Energy Review* – (SEER), una sorta di Verifica Strategica della Politica energetica dell'UE da presentare periodicamente al Consiglio ed al Parlamento Europeo per fare il punto sulla situazione, elaborare piani d'azione ed affinare le risposte strategiche su tutti gli aspetti della politica energetica.

Su ciascuna delle sei aree d'azione individuate, il Libro verde indica i problemi restanti sul tappeto e propone misure per affrontarli.

1. Energia per la crescita e l'occupazione in Europa: il completamento del mercato interno. Nonostante una tabella di marcia rigorosa per realizzare l'obiettivo di liberalizzare e rendere competitivo il mercato europeo dell'energia, si registra in molti paesi dell'UE l'esistenza di differenze di approcci alla regolamentazione, il permanere di mercati di dimensione nazionale dominati da pochi operatori che li controllano, impedendo una loro reale apertura alla concorrenza. Per contrastare tale situazione la Commissione ritiene necessario:

- prestare maggiore attenzione alle reti europee dell'elettricità e del gas, sia attraverso un loro potenziamento, cioè accrescendo al 10% i livelli minimi di interconnessione fra Stati membri e stimolando gli investimenti in nuove infrastrutture di interconnessione delle reti, sia favorendo gli scambi transfrontalieri tramite la definizione di un codice comune di accesso alle reti europee, uguale per tutti e, se necessario, la creazione di un'Autorità europea regolatrice dei mercati energetici;
- favorire gli investimenti in nuova capacità di generazione elettrica, necessari in misura massiccia nei prossimi 20 anni soprattutto per rimpiazzare impianti obsoleti, fronteggiare la nuova domanda (specie quella di punta) e per coprire eventuali carenze delle fonti intermittenti;
- far rispettare pienamente gli obblighi posti dalle seconde direttive del gas e dell'energia elettrica sulla separazione (*unbundling*) delle attività di trasmissione e distribuzione da quelle di produzione;



- promuovere la concorrenza e la competitività a tutti i livelli dell'industria europea (inclusa quella a più alta intensità energetica), attraverso la disponibilità di energia a prezzi ragionevoli. Per vegliare sulla corretta applicazione di questo principio, è stato creato il nuovo *High level group on competitiveness, energy and environment*.

2. Sicurezza e competitività dell'offerta energetica: verso un mix più sostenibile, efficiente e diversificato. Pur riconoscendo la libertà di ciascuno Stato membro di scegliere il mix energetico più adeguato ai propri bisogni, la Commissione richiama alla necessità di essere coscienti dell'impatto che le scelte individuali hanno sulla comunità europea nel suo insieme, specie rispetto alla sicurezza, la competitività e le ricadute sull'ambiente. La *SEER* potrebbe permettere di meglio analizzare, magari con il supporto di metodologie standard, vantaggi e svantaggi di ciascuna opzione energetica ed inserire in un quadro europeo chiaro le scelte nazionali in materia di *mix* energetico. Un tale strumento potrebbe favorire anche il dibattito sul ruolo di alcune tecnologie, condurre alla formulazione consensuale di obiettivi strategici globali coerenti con i principi di sostenibilità, sicurezza energetica e competitività, o alla definizione di *benchmark* (per esempio sulla proporzione di fonti sicure e a basso contenuto di carbonio) per valutare il mix energetico di un paese ed i suoi impatti.

3. Un mercato interno dell'energia che garantisca la sicurezza dell'offerta tramite la solidarietà fra Stati. La sola liberalizzazione dei mercati energetici è insufficiente a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti se la sicurezza fisica delle infrastrutture energetiche contro una serie di rischi (catastrofi naturali, terrorismo, interruzione volontaria delle forniture) non è garantita. A parte lo sviluppo di tecnologie e di accorgimenti per rafforzare la flessibilità e la capacità di reazione delle reti, soluzioni non tecnologiche, basate sulla cooperazione e la vigilanza, sono realizzabili. Queste vanno dal monitoraggio della domanda e dell'offerta tramite la creazione di un Osservatorio Europeo dell'offerta energetica, alle strategie di collaborazione fra operatori dei sistemi di trasmissione per migliorare la sicurezza delle reti, all'approntamento di meccanismi di assistenza immediata fra paesi in caso di difficoltà derivanti da danni alle infrastrutture.

Il libro verde propone anche di riconsiderare l'approccio alle scorte di emergenza in un'ottica di maggiore coordinamento, che vada oltre e rinforzi i meccanismi già previsti dall'IEA per l'uso delle scorte strategiche di petrolio e gas, ad esempio attraverso una maggiore trasparenza e tempestività delle informazioni sullo stato e le consistenze di tali scorte. Inoltre le direttive sulla sicurezza dell'offerta di elettricità e gas potrebbero essere riviste alla luce degli avvenimenti più recenti (soprattutto riguardo al gas) per assicurarsi che i meccanismi posti in essere siano efficaci in situazioni di crisi e se necessario elaborare nuove misure.

4. Un approccio integrato al cambiamento climatico. Uno dei problemi più pressanti per la politica dell'UE è quello della mitigazione del cambiamento climatico, con l'obiettivo stabilito che si limiti l'incremento delle temperature rispetto a livelli preindustriali a non oltre 2 C° nei prossimi due secoli. Tale obiettivo pone dei vincoli forti al profilo di emissioni globali che comporta un'inversione dei trend di crescita delle emissioni e riduzioni fino al 50% rispetto ai livelli 1990. Per quanto riguarda le proprie politiche interne, ma anche in politica estera, gli obiettivi possono essere più efficacemente perseguiti tramite l'efficienza energetica e l'incremento dell'uso di fonti rinnovabili. Un terzo strumento è costituito dal Sistema Europeo di Scambio dei Diritti di Emissione (*EU Emission Trading Scheme - EU ETS*).

Per quanto riguarda l'efficienza energetica, già il Libro Verde sull'efficienza energetica, pubblicato nel 2005, aveva individuato un potenziale di risparmio pari al 20% dei consumi totali dell'UE, pari ad una riduzione della spesa energetica di 60 miliardi di Euro. Il Libro Verde del marzo 2006 preannuncia la presentazione entro il 2007 da parte della Commissione di un Piano di Azione sull'efficienza energetica, contenente una serie di misure concrete dirette a realizzare tale potenziale di efficienza entro il 2020.

Per quanto riguarda, invece, le rinnovabili, l'UE ha già da oltre 15 anni dei piani ambiziosi per il loro sviluppo, che hanno forgiato la sua leadership in questo campo. Fra questi si ricordi l'obiettivo di soddisfare una quota pari al 21% dei consumi elettrici totali con le rinnovabili entro il 2010, o quello di coprire entro la stessa data il 5,75% dei consumi di benzina e gasolio nei trasporti a partire da biocarburanti.



Per quanto sia verosimile che tali obiettivi siano mancati di poco, alcuni paesi sono invece sulla buona strada: d'altro canto perseguire gli obiettivi prefissati in materia di prevenzione del cambiamento climatico impone l'adozione di *target* a lungo termine ancora più stringenti in materia di rinnovabili.

Ma tali impegni necessitano di politiche di sostegno adeguate. Queste saranno in parte delineate, oltre che nella SEER, in una nuova *Road-Map* sulle Energie Rinnovabili in via di preparazione da parte della Commissione e comprenderanno verosimilmente, oltre che una serie di misure specifiche, l'enunciazione di nuovi obiettivi post-2010 sia per la produzione elettrica che per i biocombustibili, una nuova Direttiva comunitaria sul riscaldamento ed il raffrescamento negli edifici, iniziative nell'ambito della ricerca, sviluppo e dimostrazione tese a rendere più competitive queste nuove fonti energetiche.

Alle politiche sul risparmio energetico e le rinnovabili si affiancano quelle, prevalentemente nell'ambito della ricerca, per lo sviluppo delle tecnologie di separazione e confinamento/stoccaggio dell'anidride carbonica prodotta dalla combustione di fonti fossili (*carbon capture and storage* o CCS), considerate, nel lungo periodo, opzioni indispensabili per il successo delle politiche di mitigazione del cambiamento climatico.

5. Incoraggiare l'innovazione: un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche. Il raggiungimento di obiettivi di sicurezza energetica, competitività e sostenibilità non sarà possibile senza seri sforzi ed investimenti nel campo della ricerca su un portafoglio diversificato di opzioni tecnologiche che vanno dalle rinnovabili alla CCS, dall'idrogeno alla fusione. Per fare ciò, l'UE ha bisogno di dotarsi di un piano strategico per le tecnologie energetiche (Strategic Energy Technology Plan –SETP) capace di definire priorità di ricerca e azioni per accelerare l'ingresso sul mercato di tali tecnologie. Tuttavia l'UE già dispone di diversi strumenti per favorire la ricerca e l'innovazione, mobilitando le risorse di vari settori dell'economia: dalle *Partnership* pubblico/privato ai piani di ricerca energetica nazionali o comunitari, dalle *Technology Initiatives* a progetti internazionali come ITER e alle Piattaforme Tecnologiche. Si tratterà per il futuro di meglio coordinare e integrare i programmi di ricerca e le relative spese ai vari livelli (nazionale e comunitario). Sarà soprattutto necessario usare gli strumenti più idonei anche a livello finanziario per accelerare la penetrazione di tecnologie energetiche innovative sui mercati. In tale prospettiva, anche i meccanismi dell'ETS possono dare un contributo significativo alla loro diffusione.

6. Verso una politica energetica esterna più coerente. Il bisogno di affrontare le sfide sul tappeto con una chiara prospettiva europea comune anche in materia di politica energetica è riconosciuto come una necessità imprescindibile dalla Commissione, soprattutto nei rapporti dell'UE verso i paesi fornitori di materie prime energetiche. Ma costruire questa prospettiva, cioè una politica estera in materia di energia è un processo irto di difficoltà che richiede un approccio graduale: dalla definizione dei suoi obiettivi fino alla definizione delle azioni e misure necessarie a livello nazionale e comunitario per perseguirli. La Commissione propone come primo passo in questa direzione la elaborazione della SEER i cui risultati dovrebbero essere presentati al Consiglio Europeo e poi dar luogo a un regolare dibattito politico con la partecipazione degli Stati membri. Ciò servirebbe a lanciare non solo un efficace scambio di informazioni ma anche forme di reale coordinamento che, idealmente, dovrebbero condurre ad una politica comune. Tale politica dovrebbe individuare chiare priorità per:

- la diversificazione e la sicurezza delle forniture energetiche e per il miglioramento e la costruzione di nuove infrastrutture soprattutto per il trasporto di idrocarburi. Il problema recentemente si è posto con particolare urgenza per il gas, per il quale si rende necessaria la costruzione di nuovi gasdotti o terminali di rigassificazione del GNL se si vuole attingere da risorse provenienti da una pluralità di aree geografiche (la Russia, la regione del Caspio, il Nord-Africa ed il Medio Oriente).
- la creazione di nuove *partnership* con i paesi produttori e quelli di transito di oleodotti e gasdotti per assicurarsi la loro collaborazione. In questo quadro si inscrivono da un lato una collaborazione più stretta con i paesi produttori, soprattutto l'OPEC e la Russia (da cui l'Europa vede una dipendenza crescente) per garantire sicurezza e affidabilità degli scambi sia dal lato della domanda che dell'offerta, dall'altro una crescente integrazione dei mercati energetici europei con

quelli dei paesi e delle regioni vicine (Norvegia, Ucraina, Turchia, Europa sud-orientale e Maghreb). La collaborazione dovrebbe spingersi, nel caso della Russia, fino ad una crescente integrazione con la garanzia di reciprocità nell'accesso ai mercati e alle infrastrutture energetiche. Questi principi potrebbero essere integrati in un nuovo accordo di partecipazione e cooperazione fra UE e Russia che già dal 2007 dovrebbe rimpiazzare quello attuale, ma anche nell'*Energy Charter Treaty* e nelle negoziazioni del Protocollo di Transito. Per quanto riguarda i paesi vicini, occorre puntare alla creazione di una comunità energetica pan-europea, anche con un nuovo Trattato Energetico Europeo, per garantire un mercato omogeneo e trasparente ed un quadro stabile a lungo termine per i necessari investimenti in infrastrutture. L'idea resta quella di costituire uno spazio regolato dalle stesse norme per lo scambio ed il transito di prodotti energetici, dagli stessi standard ambientali.

- La definizione di meccanismi efficaci di reazione a situazioni di emergenza esterna. Attualmente meccanismi formali di reazione coordinata, ma anche di monitoraggio e di vigilanza preventiva sono inesistenti.
- Una più completa integrazione degli aspetti energetici in altre politiche aventi una dimensione di politica estera come la politica sulla mitigazione del cambiamento climatico, ed il commercio estero. I problemi in queste aree sono chiaramente globali, ed affrontarli con ottica nazionale sarebbe comunque perdente. Se le aree di potenziale cooperazione con altre regioni e partner mondiali sono ampie e i benefici (anche collettivi) vasti, è necessario che l'UE si presenti sulla scena internazionale con un'unica voce. Punti di potenziale collaborazione riguardano la ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie energetiche, il risparmio energetico, l'estensione del sistema di Emission Trading ad altre aree geografiche, l'uso delle regole del WTO per migliorare i flussi internazionali di energia, ecc. Un aspetto particolarmente sensibile è quello della cooperazione allo sviluppo nel settore energetico con i paesi che hanno ancora un limitato accesso ai servizi energetici.

In conclusione, l'aspetto di maggior interesse del Libro Verde sembra la rinnovata urgenza che pone sulla necessità di una politica energetica comune per l'Europa, in una fase in cui il peso politico ed economico dei suoi fornitori di energia e partner commerciali è indubbiamente maggiore che negli anni 90. La SEER può essere vista come uno strumento "soft" per rilanciare un vero dibattito in Europa su almeno alcuni obiettivi e criteri minimi che dovrebbero informare una politica energetica europea, senza per ciò diventare troppo prescrittiva su soluzioni specifiche a problemi locali. Il processo di preparazione della SEER, dei suoi documenti di base e di un insieme di proposte è attualmente abbastanza ben avviato, con la prospettiva di adottare un documento sulla SEER ed un annesso pacchetto di proposte sull'energia e di presentarlo al Consiglio Europeo di marzo 2007. In parallelo ha preso avvio anche la preparazione dello Strategic Energy Technology Plan.

Come il primo Libro Verde sulla sicurezza energetica (quello del 2000), quello del marzo 2006 ha preannunciato e dato avvio ad una serie di iniziative di tipo politico e legislativo, fra cui: L'Action Plan on Energy Efficiency e la Direttiva sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici.

### ***La Direttiva 2006/32/CE sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici (5 aprile 2006)***

La Direttiva si pone l'obiettivo di un risparmio energetico negli usi finali pari all'1% annuo per 9 anni dal 2008 al 2017. Occorre immediatamente chiarire che si chiede agli Stati membri di fare proprio tale obiettivo e di adottare misure appropriate ad ottenerlo ma il suo raggiungimento non rappresenta un'obbligazione giuridicamente vincolante: inoltre l'obiettivo è puramente indicativo e non impedisce agli Stati membri di prefiggersi traguardi più ambiziosi.

L'obiettivo di riduzione del 9% deve essere raggiunto entro il 9° anno e comprenderà un obiettivo intermedio per il 3° anno di applicazione. Il risparmio annuale del 1% sarà calcolato sulla media dei consumi dei 5 anni precedenti, e riguarderà i settori residenziale, agricoltura, terziario (commercio e pubblica amministrazione) trasporti ed industria con l'eccezione dei

trasporti marittimi ed aerei (per difficoltà di calcolo) e delle industrie *energy intensive* in quanto già coperte dalla Direttiva Emission Trading. Tutti i tipi di energia sono inclusi.

La pubblica amministrazione dei paesi membri dovrà giocare un ruolo di esempio nel perseguire questi obiettivi. Ciò significa non solo adottare nei propri edifici e nella propria attività misure dirette di risparmio energetico ma anche adottare e pubblicare, negli appalti pubblici e nei propri acquisti di apparecchiature, veicoli e edifici, linee guida che tengano conto di queste esigenze di risparmio energetico. In alternativa potranno utilizzare altri strumenti come la diagnosi energetica (e applicare le raccomandazioni risultanti) o i contratti di servizio basati su criteri di rendimento energetico.

Gli Stati membri inoltre dovranno:

- costruire e organizzare sistemi di qualificazione, accreditamento o certificazione adeguati per i fornitori di servizi energetici e di miglioramento dell'efficienza energetica;
- assicurare la disponibilità di sistemi di diagnosi energetica indipendenti e di qualità, anche per le piccole utenze domestiche o commerciali;
- modificare o rimuovere impedimenti legislativi all'uso di strumenti finanziari come il finanziamento tramite terzi o i contratti di rendimento energetico;
- rimuovere dagli schemi di regolamentazione delle tariffe incentivi indebiti all'aumento dei volumi di energia trasmessi o venduti;
- assicurare la disponibilità di sistemi accurati di rilevazione dei consumi nonché la trasparenza dell'informazione contenuta nelle bollette;
- utilizzare ove necessario fondi di finanziamento come opzione per sussidi all'adozione di misure di efficienza energetica.

La Direttiva richiede al settore privato (in particolare ai distributori di energia) di offrire ai propri clienti servizi e misure di risparmio energetico o di miglioramento dell'efficienza energetica a prezzi competitivi. Tali servizi e misure potranno comunque essere forniti da qualunque soggetto competente, come le società di servizi energetici (ESCO), gli installatori di impianti o i consulenti energetici.

La Commissione si impegna ad elaborare un metodo omogeneo per il calcolo dei miglioramenti di efficienza energetica, che permetta anche di includere alcuni tipi di azioni realizzati in anticipo rispetto alla normativa.

La scelta riguardante i settori economici su cui dirigere prioritariamente gli sforzi, e su quali siano gli obiettivi settoriali di miglioramento spetta agli Stati membri. Questi hanno l'obbligo di redigere periodicamente dei Piani d'Azione in Materia di Efficienza Energetica (PAEE) con l'indicazione dell'obiettivo nazionale intermedio adottato per il risparmio energetico e della strategia che intendono perseguire a tal fine. I piani sono presentati alla Commissione entro il 30 Giugno del 2007, del 2011 e del 2014.

Il termine massimo per l'accoglimento di questa Direttiva nella legislazione nazionale è il 17/05/2008.

### **L'Action Plan on Energy Efficiency**

Presentato dalla Commissione il 19 ottobre 2006, il Piano parte dalla constatazione che, nonostante gli alti prezzi dell'energia e la crescente preoccupazione per l'ambiente, l'Europa continua a sprecare almeno il 20% dell'energia che consuma, se non di più. Tanta è, infatti, l'energia che potrebbe essere risparmiata adottando una serie di accorgimenti relativamente modesti, utilizzando tecnologie già disponibili sul mercato e cambiando leggermente le abitudini.

Tale potenziale di risparmio netto era già stato indicato nel Libro Verde sull'efficienza energetica (*Doing More with Less* - giugno 2005) in circa 60 miliardi €/anno, ma potrebbe raggiungere i 100 miliardi €/anno entro il 2020. La percentuale di risparmio potenziale è simile (intorno al 25-30%) nei principali settori di consumo (residenziale, terziario, trasporti, industria) pur essendo già più sfruttato nell'industria. Tale risparmio, se realizzato, implicherebbe anche minori emissioni di CO<sub>2</sub> per 780 milioni di tonnellate l'anno.

Tuttavia, il mancato sfruttamento del potenziale di risparmio si deve a diversi fatti: innanzitutto, per quanto alti siano considerati i prezzi attualmente, il mercato non riflette tutti i costi dell'uso dell'energia per la società (particolarmente quelli ambientali e quelli per la salute); in secondo luogo c'è scarsa coscienza e conoscenza da parte dei cittadini delle varie implicazioni dell'uso di energia, ed infine è scarso il livello di informazione sulle alternative tecnologiche esistenti. In altre parole, questo potenziale non si realizza automaticamente, senza delle politiche adeguate. Il Piano d'azione dunque tenta di delineare un quadro coerente di politiche e di misure aventi l'obiettivo di sfruttare una parte consistente di questo 20% di risparmio energetico potenziale entro il 2020, e di farlo tramite una serie di iniziative economicamente efficienti da mettere in piedi nei prossimi sei anni.

La Commissione non dimentica che una parte di questo obiettivo può già essere perseguita tramite la piena applicazione della legislazione in vigore in materia, tuttavia propone un paniere di dieci azioni prioritarie che vanno ad innestarsi su politiche già esistenti:

1. etichettatura e *standard* di efficienza minima per le apparecchiature e gli elettrodomestici, da aggiornare in maniera dinamica, con particolare attenzione alla riduzione dei consumi in stato di veglia e alla progettazione ecocompatibile, a partire dal 2007;
2. introduzione di *standard* minimi di rendimento energetico per gli edifici nuovi o ristrutturati e le "case a bassissimo consumo", da sviluppare a partire dal 2008 anche con l'estensione nel 2009 della Direttiva sull'efficienza energetica negli edifici. L'obiettivo è di avere una maggiore diffusione degli edifici più efficienti già dal 2015, e di indurre il settore pubblico (a partire dalla Commissione) a dare l'esempio;
3. migliorare l'efficienza energetica sia nella produzione che nella distribuzione di elettricità, introducendo a partire dal 2008 nuovi standard per tutti gli impianti elettrici, di riscaldamento o rinfrescamento di capacità inferiore ai 20 MWe. Tali criteri saranno sviluppati di concerto con l'industria ed includeranno linee guida per migliorare le pratiche operative e regolamentari per la gestione degli impianti;
4. ridurre i consumi di carburante degli autoveicoli per km percorso, in vista di ridurre anche le emissioni di CO<sub>2</sub>. La Commissione sta considerando l'introduzione (o il rafforzamento), per le case costruttrici di automobili, di normative che permettano di raggiungere entro il 2012 l'obiettivo di emissioni non superiori ai 120 gCO<sub>2</sub>/km, e di conoscere immediatamente le proprietà di efficienza energetica di ciascun veicolo tramite etichettatura appropriata;
5. facilitare il finanziamento degli investimenti in efficienza energetica per le imprese e per le *Energy Service Company* (ESCO), tramite accordi con le banche affinché queste ultime possano offrire incentivi e pacchetti di finanziamento adeguati, o tramite l'accesso a fondi Comunitari come i Green Investment Funds;
6. stimolare in miglioramento dell'efficienza energetica nei nuovi paesi membri e specialmente nei progetti di edilizia residenziale pubblica o multifamiliare, attraverso le risorse finanziarie fornite dai Fondi Strutturali e di Coesione;
7. l'uso coerente della fiscalità energetica, con la preparazione entro il 2007 di un Libro Verde sulla tassazione indiretta e la revisione della Direttiva sulla fiscalità energetica. Sistemi di incentivi fiscali sono allo studio, così come la proposta al Consiglio ed agli Stati membri di adottare una tassazione sugli autoveicoli basata sulle emissioni medie di CO<sub>2</sub> per km del veicolo;
8. diffondere la coscienza dei cittadini sull'efficienza energetica, attraverso azioni e programmi Comunitari sia nel settore dell'istruzione primaria, secondaria e professionale, che nel settore della formazione per *energy manager* nelle imprese. Tali programmi saranno sviluppati in collaborazione fra i paesi membri;
9. la creazione di reti per lo scambio di esperienze e di *best practices* fra amministratori locali di grandi aree metropolitane, che facilitino l'adozione di approcci innovativi per migliorare l'efficienza energetica nell'ambiente urbano e nelle reti di trasporto (Patto fra i sindaci delle 20-30 maggiori città europee);
10. la promozione dell'efficienza energetica a livello mondiale attraverso la proposta di un accordo quadro fra la Commissione e i principali partner commerciali e organizzazioni internazionali già dal 2007.

Occorre sottolineare che questo piano d'azione è il prodotto non solo di un processo di elaborazione interno alla Commissione, iniziato col Libro Verde sull'Efficienza energetica del 2005, ma anche di un processo di consultazione con le parti sociali (*stakeholder*) e delle discussioni in seno allo stesso Parlamento Europeo. Esso inoltre si situa in continuità con un'attività legislativa comunitaria già sufficientemente lunga e corposa. Il Piano d'Azione sarà sottoposto a monitoraggio, verifiche, aggiornamenti, sia attraverso i piani nazionali di efficienza energetica (previsti dalla Direttiva 2006/32/CE, di cui più sotto), sia attraverso le Strategic EU Energy Reviews periodiche.

### **Liberalizzazione e regolazione dei mercati elettrico e del gas attraverso le direttive energetiche e loro stato di attuazione**

Per quanto riguarda questi due mercati, non si segnala alcuna novità legislativa per il 2006. Tuttavia nell'aprile del 2006 è stato pubblicato dalla Commissione il rapporto "*Study on Unbundling of Electricity and Gas Transmission and Distribution System Operators*" che faceva il punto sull'applicazione, negli Stati membri, degli obblighi legali e funzionali di separazione verticale (*unbundling*) delle reti di trasporto e distribuzione contenuti nelle Direttive sul mercato elettrico e del gas. Il rapporto copre 18 Stati.

Per quanto riguarda l'elettricità, al 1/12/2005 tale obbligo di separazione funzionale era stato pienamente recepito nella normativa nazionale di sette paesi: Belgio, Danimarca, Francia, Gran Bretagna, Germania, Svezia ed Olanda. Tuttavia due di questi paesi (Francia e Germania) hanno optato per il rinvio dell'applicazione di tale normativa per gli operatori del sistema di distribuzione al 2007.

Dieci paesi avevano recepito la Direttiva in maniera parziale: Austria, Repubblica Ceca, Finlandia, Ungheria, Irlanda, Italia, Polonia, Slovacchia, Slovenia e Spagna. In qualche caso mancavano ancora norme e regolamenti che permettano l'applicazione pratica della Direttiva. In altri si trattava dell'adozione di misure d'implementazione che non riflettevano pienamente le richieste della Direttiva. Nel caso italiano, gli operatori del sistema di trasporto sono soggetti all'obbligo legale, ma dal punto di vista dell'assetto proprietario questo non era applicato; per gli operatori del sistema di distribuzione, a partire dal 2004 l'unbundling legale è divenuto volontario per gli operatori più grandi (sopra i 300.000 clienti). Il Portogallo al 1/12/2005 non aveva ancora recepito la normativa.

Per quanto riguarda il gas, sette paesi (Belgio, Danimarca, Francia, Gran Bretagna, Germania, Svezia ed Olanda) avevano già pienamente recepito la Direttiva al 1/12/2005 (anche se Francia e Germania rinviavano l'applicazione al 2007), mentre Austria Repubblica Ceca, Ungheria, Irlanda, Italia, Polonia, Slovacchia, Slovenia e Spagna lo avevano fatto solo in maniera parziale. Come per l'elettricità le ragioni riflettono sia ritardi nel recepimento, sia una normativa che riflette solo parzialmente i requisiti della Direttiva. In Italia ad esempio le misure d'implementazione previste dalla legge nazionale non rispettano i criteri della Direttiva, che richiede non solo una separazione amministrativa ma anche una separazione sostanziale.

L'8 dicembre 2006 è stata pubblicata la Valutazione dei Regolatori Europei sullo Sviluppo dei Mercati Energetici Europei. Il Gruppo dei Regolatori Europei sull'Elettricità ed il Gas (ERGEG), creato dalla Commissione Europea nel 2003, ritiene che il principale ostacolo alla competitività nel settore elettrico e del gas sia dovuto alla misura insufficiente con cui si è realizzato l'unbundling in questi settori ed auspica per i regolatori maggiori poteri di controllo ed una crescente loro indipendenza rispetto alle interferenze politiche dei poteri centrali.

Il rapporto dell'ERGEG concentra la sua attenzione su quattro aree problematiche principali: insufficiente separazione dei gestori di rete verticalmente integrati; poteri diseguali ed insufficienti dei regolatori; insufficiente integrazione regionale dei mercati e permanenza di prezzi regolati.

Il rapporto fornisce alcuni degli elementi conoscitivi e delle valutazioni che faranno da base al Rapporto sul Mercato Interno dell'Energia, presentato nel gennaio 2007 come parte del cosiddetto "pacchetto Energetico". Quest'ultimo, assieme ai risultati dell'inchiesta di settore condotta dai servizi della DG Concorrenza, individua i problemi del mercato interno e ne indica le possibili correzioni.

Sulla base di queste ulteriori risultanze e degli avvenimenti pregressi, il 13 dicembre 2006 la Commissione ha preso provvedimenti contro gli Stati membri che non hanno ancora realizzato il grado richiesto di apertura dei propri mercati dell'energia, confermando la sua volontà di seguire l'attuazione della legislazione relativa al mercato interno dell'energia. La procedura d'infrazione per violazione delle direttive del 2003 sull'apertura dei mercati del gas e dell'elettricità riguarda la Germania, l'Austria, il Belgio, la Repubblica Ceca, l'Estonia, la Spagna, la Francia, la Grecia, l'Irlanda, l'Italia, la Lituania, la Lettonia, la Polonia, la Svezia, la Slovacchia e il Regno Unito. Solo la Finlandia e l'Austria – ma unicamente per il gas – hanno addotto argomenti sufficienti perché i procedimenti avviati a loro carico venissero bloccati. Il Lussemburgo (per il gas e l'elettricità) e la Spagna (per il gas) sono già stati condannati dalla Corte di giustizia, rispettivamente il 19 maggio e il 16 novembre 2006. La Spagna rischia di essere prossimamente condannata anche per il mancato recepimento della Direttiva sull'elettricità. La Commissione prosegue inoltre l'esame della conformità della normativa estone e ungherese per il gas. Lettere di messa in mora sono state anche inviate al Portogallo e all'Ungheria, rispettivamente il 4 luglio e il 18 ottobre, con riguardo al settore dell'elettricità.

I principali problemi constatato in sede di recepimento delle direttive sono i seguenti:

- persistenza di tariffe di fornitura regolamentate per i clienti idonei, che bloccano l'arrivo di nuovi concorrenti e impediscono la libera scelta del fornitore;
- insufficiente separazione dei gestori di rete verticalmente integrati con attività di produzione e fornitura, in particolare per quanto riguarda la separazione funzionale volta a garantire l'indipendenza di tali gestori e ad impedire ogni discriminazione relativa all'accesso alla rete;
- accesso discriminatorio dei terzi alla rete, e in particolare mantenimento di un accesso preferenziale per i contratti storici degli operatori dominanti;
- competenze insufficienti delle autorità di regolamentazione, in particolare per quanto riguarda l'accesso alle reti e la sua tariffazione;
- mancata notifica degli obblighi di servizio pubblico;
- insufficiente indicazione dell'origine dell'elettricità.

Il persistere di queste infrazioni sottolinea le carenze dell'attuale quadro legislativo.

Anzitutto, le autorità di regolamentazione non godono dell'indipendenza e dei poteri che consentirebbero loro di garantire la creazione di mercati aperti operanti in maniera efficace e non discriminatoria.

L'attuale quadro giuridico non è inoltre in grado di disciplinare efficacemente gli aspetti transfrontalieri dell'accesso alle reti di gas e di elettricità: lo dimostra il persistere di accessi preferenziali agli interconnettori transfrontalieri.

Le numerose infrazioni relative alla separazione funzionale mostrano infine come gli Stati membri non siano ancora in grado di recepire efficacemente queste complesse misure. Anche quando è in atto, la separazione giuridica e funzionale degli amministratori di rete verticalmente integrati con attività di produzione e fornitura non sempre consente di garantire un accesso paritario di tutti i fornitori alle reti, come emerge dal persistere di infrazioni legate a un accesso discriminatorio e preferenziale a favore degli operatori dominanti. Le difficoltà di attuazione e l'inefficacia di queste norme rendono necessario un rafforzamento dell'indipendenza degli operatori di rete.

Per ovviare a queste carenze, la Commissione ha effettuato in ciascun paese un esame approfondito volto ad analizzare l'efficacia, nella pratica, delle misure legislative e regolamentari in materia di apertura dei mercati.

All'inizio del 2007 verranno presentati dei rapporti per paese con i risultati dell'esame condotto per valutare l'efficacia delle normative nazionali in materia di evoluzione dei mercati.

## Ultime notizie

Come preannunciato, il 10 gennaio 2007 la Commissione ha presentato una serie di importanti Comunicazioni in materia di politica energetica ed ambientale al Consiglio ed al Parlamento Europeo. Tali Comunicazioni, e le proposte di *policy* in esse contenute, dovranno poi essere discusse nei mesi successivi dal Consiglio e dal Parlamento.

Probabilmente la più importante di queste Comunicazioni, quella intitolata "*An Energy policy for Europe*", è il risultato della *Strategic European Energy Review*. In questa Comunicazione si ribadiscono i tre pilastri della politica energetica europea (la lotta ai cambiamenti climatici, la necessità di ridurre la vulnerabilità verso l'esterno in materia di importazione di idrocarburi e il bisogno di promuovere la crescita economica e l'occupazione) e si propongono alcuni nuovi obiettivi a medio-lungo termine in materia di ambiente.

- l'obiettivo, in ambito di negoziazioni internazionali e per i paesi industriali, di ridurre i gas a effetto serra del 30% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2020 e di ridurli a livello globale al 2050 del 50% (il che implicherebbe per i paesi industriali obiettivi di riduzione del 60-80% al 2050);
- l'impegno dell'UE di raggiungere, a prescindere da ciò che faranno gli altri i paesi sviluppati, almeno il 20% di riduzione del gas di serra rispetto al 1990.

Questi obiettivi strategici, oltre a rappresentare la parte centrale della Comunicazione "*Limiting Climate Change to 2°C – Policy options for the EU and the world for 2020 and beyond*", sono anche il cuore della politica energetica europea in quanto raggiungerli implica raggiungere anche gli obiettivi di efficienza energetica, di riduzione della dipendenza energetica dall'estero e della conseguente vulnerabilità alle fluttuazioni nei prezzi degli idrocarburi, di competitività dei mercati energetici e delle economie europee in genere. Raggiungere un obiettivo simile implicherà per l'Europa assumere la leadership e agire da catalizzatore per un'autentica rivoluzione tecnologica che acceleri la transizione verso una crescita economica a basso tasso di emissioni.

Realizzare una visione strategica di questo tipo richiede innanzitutto l'accordo attorno ad essa di tutti i paesi dell'UE, e poi un Piano d'Azione coerente che poggi su diverse gambe, cioè diverse misure in varie aree fondamentali come l'elettricità prodotta da rinnovabili, i biocarburanti, l'efficienza energetica, le tecnologie pulite del carbone, il nucleare, e soprattutto il Mercato Interno dell'Energia. Tale Piano, che dovrebbe servire come punto di riferimento per i prossimi tre anni, si articola in un pacchetto di misure per ciascuna delle aree suddette.

*Mercato interno.* L'indagine settoriale sulla concorrenza e la Comunicazione sul Mercato interno mostrano che è necessario intervenire più in profondità per portare a termine l'opera, in particolare agendo per una *separazione più netta (se possibile a livello proprietario) fra produzione e distribuzione di energia*. Occorre inoltre rafforzare un controllo indipendente a livello di organismi di regolamentazione (Autorità di controllo, a livello nazionale e/o europeo), e mettere in atto misure nazionali che contribuiscano a realizzare obiettivi minimi riguardo alle infrastrutture di interconnessione (10%).

*Fonti rinnovabili.* La Commissione propone nuovi obiettivi vincolanti in questo ambito: un *contributo pari al 20% della domanda di energia primaria dell'Europa fornito dalle rinnovabili* entro il 2020. Il raggiungimento di tale obiettivo richiede un aumento massiccio della produzione di rinnovabili sia nel settore elettrico che in quello dei biocarburanti (particolarmente per i trasporti), e nel riscaldamento/raffrescamento degli edifici. L'obiettivo generale sulle rinnovabili sarà affiancato da un obiettivo più specifico per i biocarburanti (che dovranno raggiungere una quota del 10% al 2020). Infine, nel 2007 verrà presentato un pacchetto legislativo contenente misure volte a favorire la penetrazione sul mercato dei biocarburanti e dell'energia pulita per il riscaldamento/raffrescamento degli edifici.

*La ricerca.* Per sviluppare tecnologie più pulite e a costi più bassi, la ricerca può giocare un ruolo di primo piano. Per rafforzare la ricerca energetica nei prossimi sette anni (cioè per tutta la durata del 7° Programma Quadro della Ricerca, dal 2007 al 2013) *l'Unione Europea intende aumentare le spese annue dedicate a questo settore di almeno il 50%*. Per definire con maggiore chiarezza le priorità, la Commissione elaborerà un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche entro il 2007, piano che sarà periodicamente rivisto ed aggiornato.

Il nucleare. Data la delicatezza del tema, la Commissione Europea si astiene dal prendere posizioni prescrittive da adottare a livello di ciascun paese, lasciando agli Stati la decisione sul ricorso o meno a questa fonte. Dato, tuttavia, che questa copre il 14% del consumo energetico dell'UE ed il 30% della produzione elettrica totale, e che è una tecnologia a bassissime emissioni di gas di serra, *la Commissione raccomanda che eventuali riduzioni nella capacità di generazione elettro-nucleare siano colmate da un'equivalente capacità di generazione da fonti a emissioni altrettanto basse, se non si vuole rischiare di fallire l'obiettivo dell'abbattimento delle emissioni.*

Il risparmio energetico. La Commissione ribadisce l'obiettivo di risparmiare il 20% del consumo totale di energia primaria per il 2020<sup>5</sup>, che permetterebbe un risparmio di circa 100 Miliardi di € e di 780 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> l'anno. A questo scopo propone di incentivare l'uso di veicoli a basso consumo di carburante, introdurre norme per l'etichettatura delle apparecchiature elettriche e non, di migliorare il rendimento energetico degli edifici, e di incrementare l'efficienza di generazione, trasporto e distribuzione di energia elettrica e calore. *Essa propone inoltre la stipula di un accordo internazionale sull'efficienza energetica, che dovrebbe coinvolgere i paesi dell'OCSE e i principali paesi in via di sviluppo come la Cina, l'India ed il Brasile.*

La politica energetica a livello internazionale. Chiaramente senza una chiara politica internazionale nella quale l'UE si possa esprimere su questi temi in maniera coordinata e coerente, questi obiettivi non possono essere raggiunti che in maniera perigliosa. Pertanto l'UE abbisogna di una politica estera comune sull'energia e di cooperare il più possibile a livello internazionale sia con i paesi industrializzati che con quelli in via di sviluppo.

È importante ricordare che questo Piano d'Azione incorpora l'*Energy Efficiency Action Plan* dell'Ottobre 2006 e che i risultati della *Strategic European Energy Review* rinforzano e complimentano i contenuti della Comunicazione "*Limiting Climate Change to 2° - Policy options for the EU and the World for 2020 and Beyond*".

La Commissione chiederà al Consiglio Europeo al vertice previsto per l'8-9 marzo 2007 di appoggiare queste proposte. Inoltre, fra due anni una seconda *Strategic Energy Review* avrà lo scopo di riferire ai capi di Stato e di Governo europei sul progresso svolto.

## **2.5.2 Le politiche ambientali: clima**

### **La strategia UE sul clima rispetto agli obiettivi di Kyoto e post 2012**

L'Unione Europea intende proseguire la sua strategia di mitigazione del cambiamento climatico e perseguire l'obiettivo sottoscritto nell'ambito del Protocollo di Kyoto di riduzione delle proprie emissioni di gas-serra nel periodo 2008-2012. Come si ricorderà l'obiettivo per il gruppo UE-15 sotto il *burden sharing agreement* è di ridurre le emissioni collettive al 2010 dell'8% rispetto al 1990.

Gli obiettivi dell'Unione Europea, dichiarati a livello di capi di stato o di governo sono ambiziosi, ma sono forti dei risultati scientifici dell'ultimo rapporto dell'IPCC. Tali obiettivi stabiliscono che bisogna limitare incrementi nelle temperature medie globali al di sotto dei 2 gradi Celsius rispetto ai livelli pre-industriali, dal momento che l'evidenza scientifica indica che oltre tale soglia gli effetti negativi a livello planetario potrebbero aumentare significativamente. Ciò implica che le emissioni mondiali di gas serra dovrebbero raggiungere il loro picco non oltre il 2025 e successivamente diminuire di almeno il 15%, ma probabilmente fino a 50%, rispetto ai livelli del 1990. Per fare ciò i paesi sviluppati dovrebbero puntare a riduzioni delle proprie emissioni fra il 15% ed il 30% entro il 2020, e fra il 60% e l'80% entro il 2050. Questo implica chiaramente un livello di impegno nella riduzione delle emissioni a livello internazionale ed europeo significativamente più alto di quello attuale. Per l'UE ciò significa anche rilanciare prima possibile le negoziazioni internazionali sugli impegni post-Kyoto (o comunque oltre l'orizzonte del 2012), e impegnarsi con i propri partner per preparare un nuovo ciclo di negoziati.

---

<sup>5</sup> Rispetto al valore dello scenario tendenziale per lo stesso anno.



Gli obiettivi globali, come si vede, sono relativamente ambiziosi e l'azione dell'UE al suo interno ha già portato, dal 1990 ad ora, ad alcuni significativi risultati: la riduzione continua dell'intensità energetica dell'insieme dei paesi dell'UE, l'incremento della quota di rinnovabili nel fabbisogno totale di energia, l'incremento delle aree lasciate a foresta, la riduzione delle emissioni rispetto al 1990. A questi elementi dovrebbero aggiungersi una serie di politiche e misure di riduzione delle emissioni già in vigore nei paesi UE che dovrebbero svolgere i propri effetti anche oltre il 2012, e fra queste il sistema di Emission Trading lanciato nel 2005.

Il Rapporto "*Progress towards achieving the Kyoto objectives*" pubblicato il 27 ottobre 2006 (rapporto dovuto ai sensi della Decisione 280/2004/EC), tuttavia, lancia un messaggio preoccupato. Infatti, le proiezioni più recenti sull'andamento delle emissioni nei paesi UE-15 indicano che l'obiettivo sarà raggiunto solo a patto che tutte le azioni e misure previste dai paesi membri per questa riduzione siano realizzate pienamente e abbiano l'effetto atteso, e che i meccanismi di Kyoto siano utilizzati nella misura prevista.

I dati più recenti, relativi al 2004, sulle emissioni di gas a effetto serra nei paesi UE-15 indicano una crescita delle emissioni pari allo 0,3% rispetto al 2003. Di fatto le emissioni di questo gruppo di paesi sono in continuo aumento dal 1999 e si sono attestate al livello più alto dal 1996. In relazione all'anno base, il 1990, le emissioni sono diminuite di appena lo 0,9%, cioè poco più di un decimo della riduzione desiderata per il 2010.

In realtà la situazione è variegata secondo i paesi, per ciascuno dei quali, inoltre, valgono obiettivi diversificati, non necessariamente di riduzione, come illustrato dalla tabella 2.2. Nel 2004, cinque paesi di questo gruppo (Austria, Danimarca, Finlandia, Germania e Svezia) hanno diminuito le proprie emissioni rispetto al 2003, tutti gli altri le hanno aumentate e fra questi ultimi, Spagna ed Italia sono quelli che hanno avuto gli incrementi più vistosi in valore assoluto. Sulla base delle proiezioni fornite dai governi nazionali alla Commissione, si evince che due paesi (Svezia e Regno Unito) sembrano effettivamente avviati a raggiungere gli obiettivi da essi assunti nell'ambito del Burden Sharing Agreement e a farlo esclusivamente attraverso l'utilizzo di politiche e misure interne già esistenti. Altri sei sembrano avviati a raggiungere i rispettivi obiettivi tramite la realizzazione di ulteriori politiche e misure interne attualmente allo studio. Infine, sette paesi (Austria, Belgio, Danimarca, Irlanda, Italia, Portogallo e Spagna), non saranno in grado di raggiungere gli obiettivi neanche con l'utilizzo delle misure già realizzate o previste e dovranno pertanto identificarne di nuove. Le proiezioni verranno chiaramente aggiornate dai governi in fase di presentazione e valutazione dei Piani Nazionali di Allocazione delle emissioni per la fase II dell'Emission Trading System e in quell'occasione alcune nuove politiche e misure di contenimento delle emissioni saranno presumibilmente rese note alla Commissione.

Per quanto riguarda i 10 nuovi paesi membri dell'UE, tutti tranne due (Cipro e Malta) hanno assunto impegni di riduzione delle proprie emissioni, nell'ambito del Protocollo di Kyoto, variabili fra il 6% e l'8% rispetto al 1990 e sembrano avviati a raggiungere tali obiettivi tramite le politiche e misure già da essi adottate. Se presi come aggregato, questi paesi nel 2004 avevano un livello di emissioni inferiore del 23% a quelle del 1990. Questo tuttavia è il risultato principalmente di una diminuzione avvenuta negli anni 90, al momento della loro progressiva integrazione nell'economia di mercato e grazie alla ristrutturazione dei settori produttivi che questo passaggio ha comportato. A partire dal 2000 questa tendenza ha rallentato o si è invertita e le proiezioni più recenti indicano un aumento delle emissioni dell'11% da qui al 2010, che porterebbe le loro emissioni ad un livello di solo il 12% inferiore a quello del 1990; in un caso (Slovenia) sono già allo studio nuove politiche di contenimento.

Tabella 2.2 – Obiettivi di “burden sharing” relativi al Protocollo di Kyoto e confronto con le proiezioni sulle emissioni in base alle politiche e misure già adottate o di politiche aggiuntive, per Stato membro (% sull’anno base)

Stato membro	Obiettivi EC di burden sharing	Con le politiche e misure esistenti	Con politiche e misure aggiuntive	Con misure aggiuntive, Kyoto mechanisms e carbon sinks		
	Impegni	Proiezioni al 2010	Proiezioni al 2010	Uso dei Kyoto mechanisms	Uso dei Carbon sinks	Proiezioni al 2010
Austria	-13,00%	14,80%	3,30%	-8,90%	-0,90%	-6,50%
Belgio	-7,50%	1,20%	-0,70%	-5,80%		-6,60%
Repubblica Ceca	-8,00%	-24,40%	-26,70%		-0,60%	-27,40%
Danimarca	-21,00%	4,20%	4,20%	-6,50%	-0,70%	-3,00%
Estonia	-8,00%	-56,50%	-60,00%			-60,00%
Finlandia	0,00%	9,90%	-1,90%	-3,40%	1,30%	-4,00%
Francia	0,00%	6,40%	0,50%		-0,60%	0,00%
Germania	-21,00%	-19,80%	-21,00%			-21,00%
Grecia	25,00%	34,70%	24,90%			24,90%
Ungheria	-6,00%	-28,50%	-28,80%			-28,80%
Irlanda	13,00%	29,60%	29,60%	-6,50%	-3,80%	19,40%
Italia	-6,50%	13,90%	4,10%	-7,80%	-2,10%	-5,80%
Lettonia	-8,00%	-46,10%	-48,60%			-48,60%
Lituania	-8,00%	-50,50%	-50,50%			-50,50%
Lussemburgo	-28,00%	-22,40%	-22,40%	-23,60%		-46,00%
Olanda	-6,00%	3,60%	0,70%	-9,30%	-0,10%	-8,60%
Polonia	-6,00%	-12,10%	-12,10%			-12,10%
Portogallo	27,00%	46,70%	42,70%	-3,10%	-7,80%	31,90%
Slovacchia	-8,00%	-22,40%	-24,80%			-24,80%
Slovenia	-8,00%	4,70%	-1,70%		-8,30%	-10,00%
Spagna	15,00%	51,30%	51,30%	-6,90%	-1,90%	42,40%
Svezia	4,00%	-1,00%	-1,00%		-3,00%	-3,90%
Regno Unito	-12,50%	-18,80%	-23,20%		-0,50%	-23,70%
UE-15	-8,00%	-0,60%	-4,60%	-2,60%	-0,80%	-8,00%
UE-10	-	-21,40%	-22,40%	0,00%	-0,30%	-22,60%
UE-25	-	-4,60%	-8,10%	-2,10%	-0,70%	-10,80%

Fonte: COM(2006)658: “Progress towards achieving the Kyoto objectives”, Commissione Europea su dati dell’European Environment Agency

Complessivamente, per 25 paesi dell’UE si prevede (sempre sulla base delle proiezioni nazionali fornite alla Commissione) che con le politiche attuali le emissioni saranno di circa il 4,6% inferiori al livello dell’anno base.

Esse potrebbero ridursi ulteriormente qualora nuove politiche interne venissero adottate e si facesse pieno uso dei meccanismi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto (con l’acquisto di certificati di riduzione delle emissioni da paesi terzi) e dei cosiddetti “carbon sinks”. In tal caso la riduzione complessiva potrebbe raggiungere il 10,8% rispetto ai livelli del 1990. Ma in assenza di nuove misure di contenimento si prevede che dal 2004 al 2010 le emissioni di questo gruppo di paesi aumenteranno.

In considerazione di queste tendenze, la Commissione ha invitato i paesi membri ad impegnarsi di più per raggiungere gli obiettivi prefissati e ad utilizzare l’occasione della presentazione dei Piani Nazionali di Allocazione per la fase II per rivedere e rafforzare le politiche e misure previste per la riduzione delle emissioni.

## **Il Programma Europeo per il Cambiamento Climatico (ECCP)**

Il Programma Europeo per il Cambiamento Climatico (ECCP) è stato creato nel 2000 allo scopo di identificare le politiche più efficaci dal punto di vista ambientale e più efficienti dal punto di vista dei costi da adottare a livello europeo per ridurre le emissioni di gas-serra. Il suo obiettivo immediato è quello di contribuire alla realizzazione degli obiettivi di Kyoto. Esso inoltre è connesso con il Sesto Piano di Azione Ambientale (2002-2012), che rappresenta il quadro strategico europeo per l'azione ambientale e che include il cambiamento climatico fra le sue principali priorità, ma anche con la strategia europea per lo sviluppo sostenibile.

Il programma funziona come un processo di consultazione che mette attorno allo stesso tavolo tutti i principali attori interessati (oltre la Commissione, esperti nazionali, l'industria e le organizzazioni non governative) per costruire il consenso necessario intorno alle politiche da intraprendere. Il programma ha già avuto una prima fase dal 2000 al 2004 ed ha esaminato (all'interno di ben 11 gruppi di lavoro) un'ampia gamma di settori e di strumenti di policy con un significativo potenziale di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Fra questi diversi tipi di meccanismi flessibili, inclusi l'*Emission Trading*, i CDM, ma anche tutti i principali settori di offerta e di domanda di energia. Da questa attività sono scaturite una serie di politiche e misure che oramai fanno parte della legislazione comunitaria e che sono progressivamente recepite nella legislazione degli Stati membri, ma anche un gran numero di prese di posizione politica, comunicazioni, decisioni e piani d'azione.

- Fra le direttive aventi rilevanza diretta per la lotta al cambiamento climatico si annoverano la Direttiva 2003/87/EC (sull'*Emission Trading*), la Direttiva 2004/101/EC (Direttiva "Linking" sull'uso dei crediti da CDM e JI);
- Fra le direttive riguardanti oltre la lotta al cambiamento climatico anche la produzione di energia si ricordano la Direttiva 2001/77/EC sulla promozione dell'elettricità prodotta a partire dalle rinnovabili, la Direttiva 2003/30/EC sulla promozione dei biocarburanti per i trasporti, la Direttiva 2004/8/EC sulla promozione della cogenerazione di elettricità e calore;
- Fra le direttive riguardanti oltre la lotta al cambiamento climatico anche il consumo di energia si includono la Direttiva 2002/91/EC sul risparmio energetico negli edifici, e la Direttiva 2005/327/EC sull'ecodesign dei prodotti che utilizzano energia.

La fase II del ECCP è stata lanciata nell'ottobre 2005 a Bruxelles, nel corso di una grande conferenza dei principali *stakeholder*, con l'obiettivo di esaminare nuove opzioni efficaci nella riduzione delle emissioni di gas di serra e in sintonia con la "Strategia di Lisbona" per incoraggiare la crescita economica e la creazione di nuovi posti di lavoro. Nell'ambito di questa seconda fase sono stati creati quattro nuovi gruppi di lavoro sui seguenti temi:

- separazione e confinamento geologico della CO<sub>2</sub>. È una tecnologia innovativa potenzialmente interessante per prolungare la possibilità di utilizzare fonti di energia fossile limitando i danni all'ambiente. Ma ulteriori modifiche al quadro della normativa internazionale sono necessarie per il suo impiego;
- adattamento agli effetti del cambiamento climatico. In una certa misura il cambiamento climatico è inevitabile ed avrà degli effetti devastatori anche in Europa, dunque misure di adattamento saranno comunque necessarie;
- approcci integrati per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> delle autovetture e altri veicoli leggeri. A questo proposito il dibattito è tuttora aperto sull'opportunità di imporre ai costruttori di automobili limiti sulle emissioni di CO<sub>2</sub> dei veicoli a circa 120-140 g/CO<sub>2</sub>/vkm, al posto degli accordi volontari presi da questi ultimi. L'ACEA (Associazione Europea dei Costruttori di Automobili) si è pronunciata nettamente contro una misura così cogente, preferendo un mix di accordi volontari e misure fiscali per ridurre le emissioni medie;
- emissioni del trasporto aereo. Verranno esaminati gli aspetti tecnici dell'inclusione delle emissioni degli aerei nel Sistema Europeo di *Emission Trading*; tale inclusione è considerata come il sistema più efficace per tenere sotto controllo la rapida crescita delle emissioni di questo settore.

Un quinto gruppo di lavoro si occupa di valutare lo stato di attuazione nei paesi membri delle politiche e misure scaturite dalla fase I dell'ECCP, e le loro ricadute in termini di riduzione delle emissioni.

I gruppi di lavoro hanno tenuto incontri dal dicembre 2005 al giugno 2006.

### **Partecipazione alla COP-12 di Nairobi**

L'incontro di Nairobi, svoltosi fra il 30 ottobre e il 12 novembre 2006, consisteva in due conferenze tenutesi simultaneamente: la 12ª Conferenza (COP-12) dei 189 firmatari della Convenzione Quadro sul Cambiamento Climatico delle Nazioni Unite (UNFCCC), ed il 2º Incontro (COP/MOP-2) dei 166 firmatari del Protocollo di Kyoto. Come si ricorderà, quest'ultimo è entrato in vigore agli inizi del 2005.

Per quanto riguarda il **COP/MOP-2**, l'agenda delle discussioni toccava principalmente:

- la maniera di estendere gli impegni dei paesi sviluppati che hanno assunto obblighi di controllo/riduzione delle emissioni nell'ambito del Protocollo di Kyoto oltre l'orizzonte 2012;
- la possibile inclusione di quei paesi industriali che ne sono attualmente fuori (Stati Uniti e Australia) o di paesi emergenti (es. Cina, India, Brasile).

La delegazione dell'UE era fortemente impegnata sul secondo punto, ed in particolare ha tentato di premere sull'Amministrazione americana affinché consentisse a discutere una tempistica per il suo rientro nel Protocollo di Kyoto (o in un eventuale accordo successivo). Tuttavia è risultato chiaro che, data la mancanza di disponibilità dell'attuale Amministrazione, una tale discussione non sarà in ogni caso possibile prima degli inizi del 2009, sotto una nuova *leadership*. Per quanto riguarda il secondo punto, le resistenze dei paesi emergenti a discutere obblighi di controllo delle emissioni nell'ambito del Protocollo, in assenza di impegni corrispondenti da parte di tutti i paesi industrializzati (con particolare riferimento a grandi inquinatori come gli Stati Uniti), sono rimaste intatte. Una proposta avanzata dalla Russia di permettere ad alcuni membri dell'UNFCCC di prendere impegni volontari verrà discussa alla prossima COP. Anche così le Parti si sono accordate per un programma di lavoro che inquadri la discussione su futuri impegni di riduzione delle emissioni oltre il 2012: il lavoro verterà sullo studio dei potenziali di riduzione, le politiche e misure per raggiungere nuovi obiettivi, ed eventuali sistemi per la ripartizione degli oneri. Un altro risultato della discussione è stato l'accordo su un riesame del Protocollo di Kyoto nel 2008, al fine di migliorarne il funzionamento.

Per quanto riguarda la **COP-12**, la discussione si è focalizzata su come aiutare i paesi in via di sviluppo a fare fronte agli effetti del cambiamento climatico. In particolare la discussione verteva sui finanziamenti per le misure di adattamento agli effetti del cambiamento climatico (almeno per quella parte ormai data per inevitabile), in aree come la desertificazione, la deforestazione, la fornitura di acqua, i programmi sanitari, e sul trasferimento di tecnologie pulite per la produzione di energia e la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

Come risultato si sono avuti dei progressi per accelerare l'entrata in funzione del Fondo di Adattamento previsto dal Protocollo di Kyoto per i paesi in via di sviluppo (che potrebbe ammontare a regime a 300 milioni di Euro, ma per il quale manca ancora una decisione su quale istituzione sarà incaricata della sua gestione). Progressi sono stati fatti anche verso una maggiore operatività del Fondo Speciale sul Cambiamento Climatico (che dovrebbe finanziare sia progetti per l'adattamento che per il controllo delle emissioni e la diversificazione delle economie in via di sviluppo). In considerazione della scarsa capacità mostrata fin qui dai paesi Africani di attrarre finanziamenti su progetti per l'uso di tecnologie pulite nell'ambito dei CDM, le Nazioni Unite hanno lanciato un'iniziativa rivolta a migliorare tali capacità. Il Fondo per capitali di rischio GEEREF, lanciato dalla Commissione Europea in ottobre con una dotazione iniziale di 80 milioni di Euro, si è arricchito dei contributi promessi dalla Germania e dall'Italia (rispettivamente 24 e 8 milioni di Euro) e permetterà di finanziare progetti di trasferimento tecnologico ai paesi più poveri.

Si registra infine il progresso delle discussioni sulla lotta alla deforestazione, che dovrebbe permettere il raggiungimento di un accordo sulle misure da adottare in occasione della prossima COP-13, nel 2007.

## **La Direttiva Emission Trading Scheme (ETS): stato di attuazione**

### **La fase I**

Il 25 ottobre 2003 è ufficialmente entrata in vigore la Direttiva 2003/87/EC che istituiva uno schema legale per lo scambio di permessi di emissione di CO<sub>2</sub>. A questo evento sono seguite:

- l'emanazione nell'ottobre 2004 della cosiddetta Direttiva "Linking", la 2004/101/EC, che emenda la Direttiva Emissions Trading Scheme (ETS) consentendo l'uso dei "crediti" generati attraverso i meccanismi *project-based* del Protocollo di Kyoto (Joint Implementation and Clean Development Mechanisms) per adempiere agli obblighi della Direttiva 2003/87/EC, così ampliando la gamma d'opzioni a costo contenuto per le industrie europee;
- la fase di recepimento della Direttiva nelle legislazioni dei paesi membri;
- l'identificazione degli impianti industriali coperti dalla Direttiva (circa 11.400), che dovevano obbligatoriamente presentare domanda di assegnazione entro il 2004;
- la preparazione di piani nazionali di assegnazione dei permessi di emissione ai suddetti impianti, processo che a partire dal marzo 2004 ha interessato tutti i paesi membri dell'UE inclusi i nuovi entranti e che si è concluso il 20 giugno 2005 con l'approvazione da parte della Commissione Europea dell'ultimo piano rimasto. Tali piani di assegnazione riguardano appunto la prima fase dell'ETS, che copre il periodo 2005-07. In totale la Commissione ha approvato l'allocazione di permessi d'emissione agli impianti industriali per un ammontare di 6,57 miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub>;
- i lavori per la creazione del registro elettronico dei permessi di emissione e delle relative transazioni (*Community Independent Transaction Log - CITL*), in grado di mantenere traccia del passaggio di questi titoli da un detentore all'altro quando essi vengono scambiati sul mercato, nonché degli appositi registri nazionali.

Il 1 gennaio 2005 l'EU Emission Trading Scheme è entrato in funzione ufficialmente, anche se a quella data alcuni Piani Nazionali di Assegnazione non erano stati ancora approvati dalla Commissione.

Nel settembre 2005, la Commissione ha annunciato la sua intenzione di proporre l'estensione dello schema alle emissioni del settore trasporto aereo.

Il primo anno di scambi si è concluso il 31 dicembre 2005. Secondo i termini della Direttiva ETS, entro il 30 aprile 2006 dovevano dichiarare le loro emissioni per il 2005 e consegnare un equivalente numero di permessi di emissione.

A quella data 8.980 impianti dei 21 paesi membri aventi un registro operativo delle emissioni avevano risposto a tale obbligo. Questi rappresentavano il 99% dei permessi assegnati, per un totale di 1785,3 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> emesse, contro un'assegnazione media annuale di 1829,5 milioni di tonnellate. Gli altri impianti hanno realizzato i loro obblighi nelle settimane successive. La tabella 2.3 mostra la situazione come apparsa al 30 aprile 2006.

Come si vede, gli impianti di alcuni paesi hanno complessivamente emesso più delle quote loro assegnate (è il caso di Regno Unito, Irlanda, Spagna, Italia, Austria): per gli altri paesi la situazione verificatasi è quella di un'eccedenza più o meno importante delle assegnazioni rispetto alle emissioni verificate nel 2005. In particolare le eccedenze più importanti in valore assoluto si sono registrate in Polonia (che non figura nella tabella), Germania, Francia, Repubblica Ceca, Finlandia e Danimarca.

Tabella 2.3 – Situazione delle emissioni verificate per gli impianti coperti dall'ETS nel 2005, per Stato membro. Dati al 30 aprile 2006

Stato membro	Emissioni di CO <sub>2</sub> per il 2005 in tonnellate	Impianti che non hanno prodotto un rapporto sulle proprie emissioni entro il 30 aprile	Quota degli impianti con rapporto verificato delle emissioni	Impianti coperti*	Impianti non adempienti al 30 aprile	Assegnazioni medie annue dal 2005 al 2007 in tonnellate**	Quote medie annue non assegnate all'inizio in tonnellate***
<b>Austria</b>	33.372.841	0	100,00%	199	0	32.674.905	330.050
<b>Belgio</b>	55.354.096	2	99,90%	309	2	59.853.575	2.545.876
<b>Repubblica Ceca****</b>	82.453.727	39	98,40%	389		96.907.832	348.020
<b>Danimarca</b>	26.090.910	2	98,90%	380	4	31.039.618	2.460.382
<b>Estonia</b>	12.621.824	0	100,00%	43	1	18.763.471	189.529
<b>Finlandia</b>	33.072.638	10	100,00%	578	19	44.587.032	862.952
<b>Francia****</b>	131.147.905	17	99,70%	1075		150.500.685	4.871.317
<b>Germania</b>	473.715.872	13	99,80%	1842	90	495.073.574	3.926.426
<b>Grecia</b>	71.033.294	28	99,50%	141	29	71.135.034	3.286.839
<b>Ungheria</b>	25.714.574	13	99,00%	229	19	30.236.166	1.424.738
<b>Irlanda</b>	22.397.678	0	100,00%	109	0	19.238.190	3.081.180
<b>Italia</b>	215.415.641	208	95,40%	943	647	207.518.860	15.551.575
<b>Lettonia</b>	2.854.424	1	99,90%	92	1	4.054.431	505.760
<b>Lituania</b>	6.603.869	2	99,90%	93	4	11.468.181	797.213
<b>Olanda</b>	80.351.292	0	100,00%	209	0	86.439.031	2.503.305
<b>Portogallo</b>	36.413.004	1	99,90%	243	2	36.898.516	1.262.898
<b>Rep. Slovacca****</b>	25.237.739	0	100,00%	175		30.364.848	7.180
<b>Slovenia</b>	8.720.550	0	100,00%	98	0	8.691.990	66.667
<b>Spagna****</b>	181.063.141		99,10%	800		162.111.391	13.162.130
<b>Svezia</b>	19.306.761	29	99,40%	705	31	22.530.831	678.149
<b>Regno Unito</b>	242.396.039	15	99,90%	768	16	209.387.854	15.527.484
<b>Totale</b>	<b>1.785.337.819</b>		<b>99,10%</b>	<b>9.420</b>		<b>1.829.476.015</b>	<b>73.389.670</b>

Nota: Dal momento che tutti i dati sono inclusi nel registro CITL e nei registri nazionali, i dati per i paesi sprovvisti di un registro operativo non sono disponibili.

\* I dati in questa colonna riportano il numero di impianti con conti attivati nel registro delle emissioni al 30 aprile 2006.

\*\* I dati in questa colonna rappresentano permessi assegnati ad impianti esistenti alla data d'inizio del ETS.

\*\*\* I dati in questa colonna rappresentano permessi non assegnati ad impianti esistenti alla data d'inizio del ETS ma accantonati per nuovi entranti e per assegnazioni su base d'asta (nel caso di Danimarca, Ungheria, Irlanda, e Lituania).

\*\*\*\* A causa di problemi tecnici nei registri nazionali di Repubblica Ceca, Francia, Repubblica Slovacca e Spagna, il CITL non ha ricevuto informazioni totalmente affidabili sulle restituzioni a livello di impianto per quei paesi membri. Pertanto alcuni campi per quei paesi membri sono vuoti. Tutti i dati riportati in tabella sono stati direttamente comunicati alla Commissione dalle rispettive autorità dei paesi membri.

Fonte: Commissione Europea

In pratica dunque i dati (verificati indipendentemente) hanno mostrato un livello di emissioni dagli impianti regolati dallo schema ETS inferiore a quello previsto per il 2005. Tale fatto potrebbe indicare già un'efficacia del sistema ed una riduzione delle emissioni già dal primo anno, ma in realtà è probabilmente anche il sintomo di una sovrastima del livello *baseline* delle emissioni e dunque una sovra-assegnazione delle quote a livello di PNA.

Questo sembra essere quasi sistematicamente avvenuto per i nuovi paesi membri dell'Unione, entrati nel 2004, probabilmente anche a causa di una generale carenza delle informazioni statistiche alla base delle loro stime (di *baseline*). Il risultato immediato di questa sovrabbondanza di permessi è stato il crollo dei loro prezzi appena i dati sono stati resi disponibili. Se di sovra-assegnazione si è effettivamente trattato, c'è da attendersi che i prezzi dei permessi resteranno bassi fino alla fine della prima fase dell'ETS, nel 2007.

La prima fase dell'ETS era, fin dalla sua progettazione, considerata una fase di prova, necessaria a verificare la reazione dei mercati e delle industrie, ed a permettere successivi aggiustamenti riguardo ai volumi dei permessi di emissione da assegnare. La durata di soli tre anni della fase I era giustificata proprio da questa necessità prima di un'entrata a pieno regime del sistema: si può affermare che questa prima fase di apprendimento sta svolgendo appieno questo ruolo e permettendo di evidenziare una serie di problemi che dovranno essere risolti in seguito. Rispondendo all'articolo 30 della Direttiva ETS, la Commissione ha presentato al Parlamento e al Consiglio Europeo un rapporto sull'EU ETS, sulla sua efficacia e su eventuali proposte di miglioramento (COM(2006)676). Alcune aree sono segnalate come potenzialmente suscettibili di modifiche per la fase II, anche sulla base delle opinioni espresse dalle varie parti sociali:

- estensione dell'ETS ad altre aree di attività (es. trasporti aerei) e altri gas di serra (ad esempio N<sub>2</sub>O dalla produzione di ammoniaca e metano dalle miniere di carbone);
- ulteriore armonizzazione e maggiore prevedibilità (tramite forme di asta dei permessi di emissione, soluzioni al problema dei nuovi entranti o delle chiusure di impianti, armonizzazione dei metodi di assegnazione, adozione di un tetto complessivo alle emissioni per l'Unione Europea dopo il 2012);
- sistemi più robusti per assicurare l'applicazione della Direttiva, corredati da eventuali schemi sanzionatori;
- partecipazione di paesi terzi in quanto associati allo schema europeo (il riferimento è ai sistemi di *emission trading* in fase di progettazione in California e alcuni Stati del nord-est degli Stati Uniti, o in alcuni stati dell'Australia).

La Commissione si è impegnata a produrre un insieme di proposte legislative per la revisione della Direttiva ETS nella seconda metà del 2007. Le modifiche tuttavia dovrebbero entrare in vigore nel 2013, all'inizio della fase III dell'ETS.

### **La Fase II e la preparazione dei nuovi Piani Nazionali di Assegnazione (PNA)**

In vista della Fase II, che dovrebbe aprirsi nel 2008 fino al 2012, i paesi membri dovevano presentare alla Commissione i nuovi PNA per il periodo 2008-12 entro il 30 giugno 2006. Alla fine di gennaio 2007 non risultavano ancora notificati alla Commissione i piani per la Danimarca e la Bulgaria (che con la Romania ha appena fatto il suo ingresso nella UE): il PNA italiano è stato presentato il 18 dicembre 2006.

Una volta presentati i PNA, la Commissione ha tre mesi per valutarli ed esprimere le proprie osservazioni. La Commissione teneva molto a completare la valutazione dei PNA entro la fine del 2006 in modo che le condizioni di partenza per la seconda fase 2008-2012 fossero chiare e note agli operatori di mercato con un certo anticipo sull'inizio del nuovo ciclo di scambi il 1 gennaio 2008.

I dati per il 2005 dovevano fornire la base per correggere le stime dei fabbisogni di permessi. Dati i risultati resi noti a maggio 2006, la Commissione Europea ha fatto intendere che, per rispettare lo spirito e gli obiettivi della Direttiva ETS (ovvero un cospicuo contributo alla riduzione delle emissioni prevista dagli impegni di Kyoto), i nuovi PNA avrebbero dovuto essere più rigorosi e che in fase di approvazione essa stessa avrebbe usato un atteggiamento meno permissivo che in passato, specialmente verso i paesi che nella prima fase erano stati più generosi con le loro industrie.

Il 29 novembre 2006 la Commissione ha comunicato la sua decisione rispetto a un primo gruppo di 10 PNA. Questi riguardavano Germania, Grecia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Malta, Slovacchia, Svezia e Regno Unito. Il 16 gennaio 2007 a questi si sono aggiunti il Belgio e l'Olanda. L'insieme di questi 12 paesi rappresenta il 50% dei permessi assegnati nella prima fase dell'ETS (per il 2005-2007). Allo scopo di riaffermare l'impegno europeo per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto, ma anche in considerazione degli andamenti delle emissioni verificate nel 2005 e dei prezzi attuali dei permessi, la Commissione ha stabilito di ridurre globalmente i permessi di emissione del 7% rispetto ai livelli proposti dai PNA e del 7% rispetto ai livelli delle emissioni del 2005. Ovviamente lo stesso principio si applicherà agli altri PNA non ancora approvati (o non ancora presentati).

Tabella 2.4 – Tetto alle emissioni di CO<sub>2</sub> per il periodo 2008-2012: quote annue proposte e quote assegnate

Stato membro	Quote CO <sub>2</sub> proposte (milioni di t)	Quote CO <sub>2</sub> assegnate, (milioni di t)
Belgio	63,3	58,5
Germania (1)	482	453,1
Grecia	75,5	69,1
Irlanda	22,6	21,15
Lettonia	7,7	3,3
Lituania (2)	16,6	8,8
Lussemburgo	3,95	2,7
Malta	2,96	2,1
Olanda	90,4	85,8
Slovacchia (3)	41,3	30,9
Svezia (4)	25,2	22,8
Regno Unito (5)	246,2	246,2
Totale	1077,7	1004,5

(1) Impianti ed emissioni aggiuntive per 11 milioni di t sono inclusi nel secondo periodo di scambi.

(2) Impianti ed emissioni aggiuntive per 0.05 milioni di t sono inclusi nel secondo periodo di scambi.

(3) Impianti ed emissioni aggiuntive per 1.7 milioni di t sono inclusi nel secondo periodo di scambi.

(4) Impianti ed emissioni aggiuntive per 2 milioni di t sono inclusi nel secondo periodo di scambi.

(5) Impianti ed emissioni aggiuntive per 9. 5 milioni di t sono inclusi nel secondo periodo di scambi.

Fonte: Commissione Europea

Tale decisione invia un segnale forte che dovrebbe scoraggiare il relativo lassismo mostrato da parte dei governi nazionali negli ultimi anni e correggere la rotta rispetto alle tendenze registrate nelle emissioni degli ultimi anni.

Tale decisione tuttavia ha scatenato reazioni di aperta contestazione da parte della Germania, che ha deciso di ignorare apertamente questo ulteriore taglio alle emissioni richiesto dalla Commissione ed un eventuale ricorso alle vie legali che Bruxelles potrebbe intraprendere. La riduzione ulteriore richiesta alla Germania è del 6% rispetto al piano da essa presentato a giugno e del 2,5% rispetto ad un piano rivisto proposto a fine novembre. Nel caso tedesco la Commissione ha anche rifiutato, come contraria allo spirito dell'ETS, una proposta di normativa per i nuovi impianti industriali di generazione elettrica, che li esenterebbe da qualunque riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nei primi 14 anni a patto di integrare da subito piani per l'inclusione di dispositivi per la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub>. La posizione tedesca tuttavia sembra essere più quella di decidere autonomamente dove effettuare delle riduzioni di emissioni (ad esempio in settori diversi dalle industrie coperte dall'ETS) che quella di rifiutare tout-court dei limiti alle proprie emissioni come previsto dal Protocollo di Kyoto e dall'*European Burden Sharing Agreement*. Un altro governo che mostra una posizione negoziale piuttosto rigida rispetto alla Commissione e minaccia di ricorrere alla Corte Europea contro queste decisioni è quello Slovacco. Altri, dopo iniziali proteste, si stanno mostrando più arrendevoli.

### **Il dibattito sull'inclusione del settore del trasporto aereo**

Secondo il Protocollo di Kyoto le emissioni di CO<sub>2</sub> originate dal trasporto aereo interno sono soggetti ai limiti sulle emissioni, tuttavia i voli internazionali sono esclusi. Il 6° Programma di Azione Ambientale, come già sottolineato, impegnava l'UE a prendere specifiche iniziative per ridurre le emissioni di gas a effetto serra dal trasporto aereo qualora tali misure non fossero state prese dalla *International Civil Aviation Organization* (ICAO), l'organismo internazionale preposto all'aviazione civile, entro 2002. L'ICAO non ha intrapreso azioni di questo tipo, pur avendo accettato il concetto dell'*Emission Trading*.



Riconoscendo che l'*emission trading* ha un ruolo potenzialmente importante in un pacchetto di misure dirette a ridurre l'impatto del trasporto aereo sul clima, il Parlamento Europeo il 4 luglio 2006 ha preso posizione in favore dell'inclusione del trasporto aereo nell'EU ETS e chiesto alla Commissione di produrre uno studio d'impatto su questo tema, nonché di proporre un progetto di inclusione specificandone i parametri principali (tetto alle emissioni, sistema di allocazione iniziale, estensione geografica, scelta dei partecipanti (operatori, compagnie aeree, aeroporti), nonché proposte per l'applicazione di un tale schema al di fuori dell'Unione Europea.

Il Parlamento ha proposto l'introduzione di uno schema separato e dedicato al trasporto aereo. Esso dovrebbe avere una fase pilota nel periodo 2008-12. Per quanto riguarda l'estensione, esso dovrebbe coprire tutti i voli in partenza ed in arrivo agli aeroporti dell'UE (e se possibile anche i voli intercontinentali che transitano nello spazio aereo europeo) senza distinzione di origine delle compagnia aerea implicate, così da evitare distorsioni del mercato a favore di voli a destinazioni extra-europee, assicurare l'efficacia ambientale, e, a lungo termine, favorire appropriate modifiche nella progettazione degli aerei di nuova generazione. Idealmente un tale sistema dovrebbe essere esteso a livello planetario il più rapidamente possibile. La Commissione Europea è in generale del parere che un piano di questo genere sia compatibile con gli accordi internazionali e con le regole dell'Organizzazione Mondiale del Commercio (WTO) e, pertanto, il Parlamento ha dato mandato alla Commissione di difendere una tale posizione in seno agli organismi internazionali di cui fa parte.

Una proposta da parte della Commissione discussa a margine degli incontri di Nairobi ha suscitato un vivace dibattito sia per i vincoli (dal 1° gennaio 2011) nelle emissioni da parte delle compagnie aeree con voli aventi provenienza o destinazione nell'UE, sia per l'opposizione generale degli Stati Uniti e delle compagnie aeree aderenti allo IATA (International Air Transport Association) che vedono nelle decisioni adottate una misura unilaterale dell'UE con seri impatti sulle loro attività. Questa misura resta in fase di studio.

#### **I primi passi del Sistema Europeo di *Emission Trading*: un bilancio**

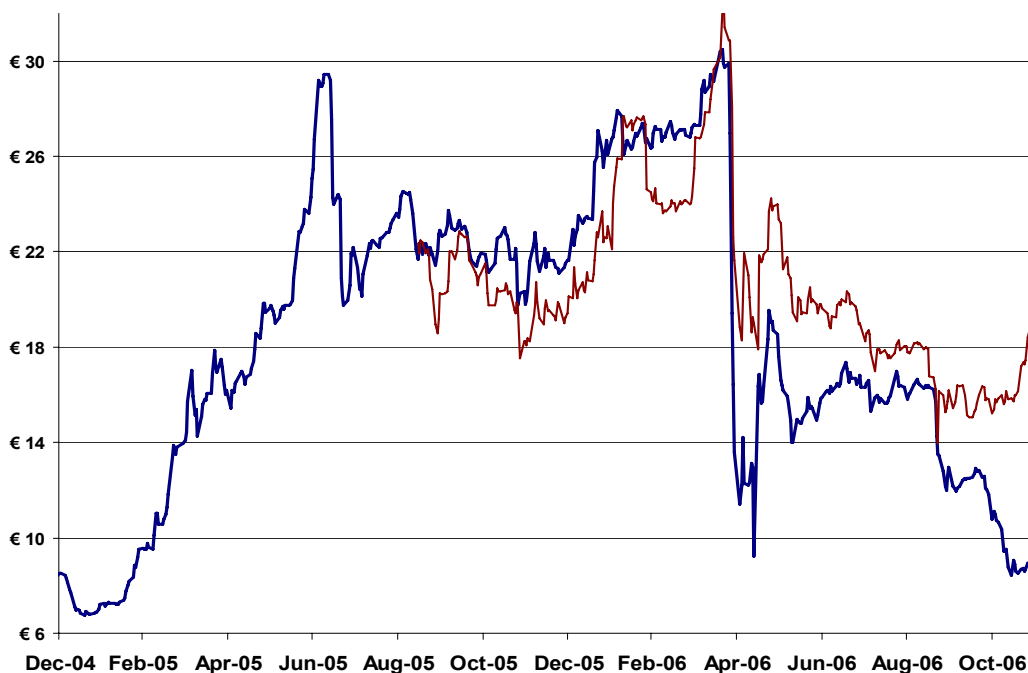
Il mercato dei permessi di emissione ai sensi della Direttiva ETS si è aperto ufficialmente nel gennaio 2005, cioè quando ancora diversi PNA non erano stati approvati. Gli scambi sono avvenuti inizialmente per quantità modeste e tramite l'intermediazione di alcune società di trading e di "borse" già specializzate negli scambi di contratti a pronti ed a termine per la fornitura di prodotti energetici (in particolare mercato elettrico).<sup>6</sup> I prezzi iniziali oscillavano fra gli 8 e i 12 €/t CO<sub>2</sub> ma già verso la metà del 2005 erano saliti intorno ai 20 €/t CO<sub>2</sub>. A partire dalla fine del 2005 i prezzi hanno cominciato a salire fino a toccare, verso la fine di aprile, i 29 €/t, e le aspettative prevedevano ulteriori aumenti.

Quando, il 25 aprile 2005, sono stati pubblicati i primi dati sulle emissioni verificate, per l'Olanda e la Repubblica Ceca, degli impianti soggetti alla Direttiva ETS, è emerso il fatto che le emissioni per questi due paesi erano rispettivamente del 7% e del 15% inferiori alle quote assegnate. L'impatto immediato sui prezzi delle quote di emissione assegnate è stato una diminuzione del 10%. Annunci simili per le emissioni della Francia e Belgio hanno portato i prezzi il 28 aprile a 13,35 €/t, cioè meno della metà di quelli di una settimana prima. L'aggiustamento dei prezzi, una volta che il mercato ha preso atto del fatto che non c'era scarsità di permessi di emissione, è stato brusco e rapido.

Quando il quadro sulle emissioni verificate si è definito per tutti i 23 paesi partecipanti, a metà maggio, si è capito che le industrie interessate dal sistema di ETS per il 2005 avevano emesso meno tonnellate di CO<sub>2</sub> di quanti erano i permessi di emissione ad esse assegnati per lo stesso anno (figura A). A quel punto i prezzi si sono assestati fra i 13 e i 16 €/t e sono rimasti intorno a quel livello fino alla fine di settembre, quando si è verificata un'ulteriore riduzione. Alla fine di novembre i prezzi erano scesi ancora a circa 8 €/t, un livello pari a quello visto all'avvio del sistema nel 2005.

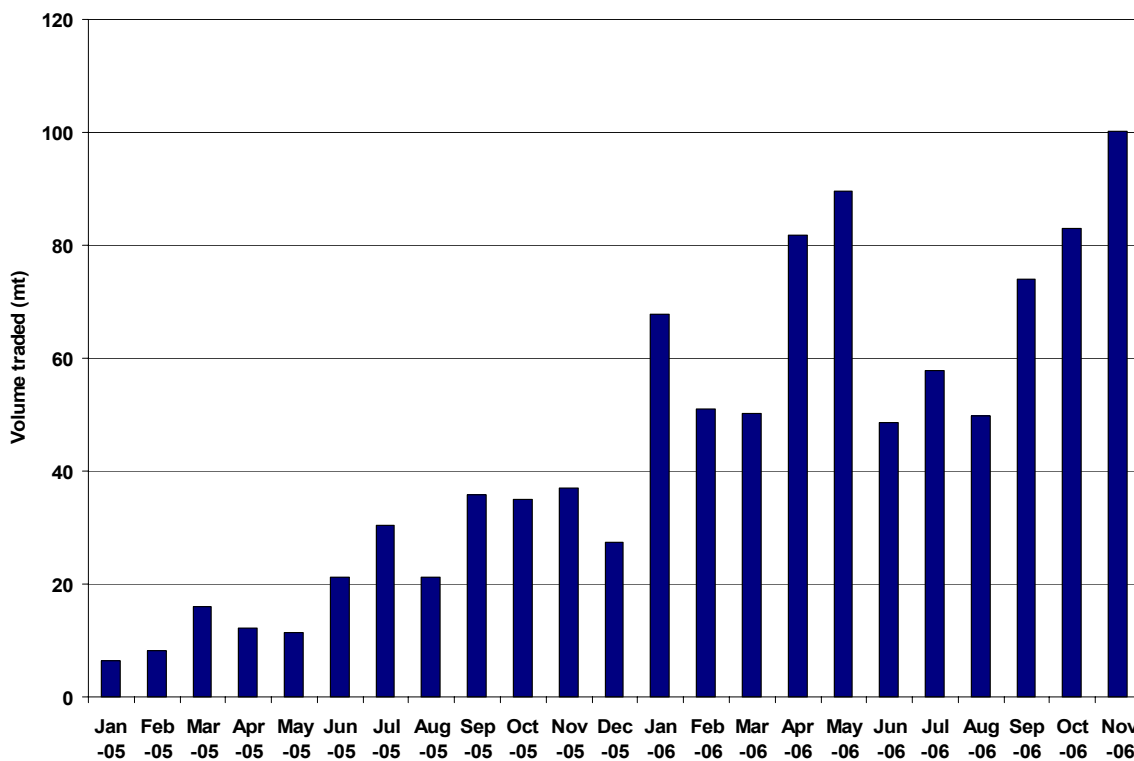
<sup>6</sup> Queste si sono poi consorziate creando alcuni "borse" per tali scambi (Pownext Carbon, partita nel giugno 2005, Nordpool)

Figura A – Sistema europeo di *Emission Trading*: prezzi (€/t)



Fonte: Commissione Europea, DG ENV, Point Carbon

Figura B – Sistema europeo di *Emission Trading*: volumi scambiati (mt)



Fonte: European Commission DG ENV, Point Carbon

A questo punto si pongono alcuni interrogativi. Intanto, un livello di prezzi come quello attuale è dovuto effettivamente ad un eccesso di assegnazione di permessi? E ancora, come si spiega un simile andamento dei prezzi dei permessi d'emissione?

Come si ricorderà l'idea dietro la creazione dell'ETS era quella di creare, attraverso il tetto alle emissioni, una situazione di scarsità, così che il valore (prezzo) dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> potesse salire, creando a sua volta un incentivo vigoroso a ridurre ulteriormente le emissioni. Con l'ETS il prezzo delle emissioni o "carbon price" non è determinato arbitrariamente da una tassa, bensì dal mercato, ma una delle principali determinanti del prezzo è il livello cui è fissato il tetto. Quando, a febbraio-marzo del 2006 si assisteva alla progressiva ascesa dei prezzi delle emissioni, trainati, dai prezzi del gas naturale, l'opinione corrente era che il sistema europeo di *Emission Trading* funzionasse, nel senso di essere capace di creare un sistema di prezzi tale da stimolare la riduzione delle emissioni. L'opinione era che anzi, funzionasse anche troppo bene, provocando addirittura spinte insostenibili sui prezzi di prodotti come l'energia elettrica e problemi di competitività alle imprese *energy intensive*. A un prezzo di 30€/t, l'incentivo è più forte che ad un prezzo di 15€/t, e assai più forte che agli attuali 7-8€/t.

A fine maggio, dopo il crollo dei prezzi delle emissioni, l'opinione sull'efficacia dell'ETS si era in buona parte ribaltata: il vincolo sulle emissioni era troppo lasco, le industrie con la loro attività di *lobbying* (e in particolare alcuni governi nazionali con il loro interesse a difendere la competitività delle imprese nazionali) erano riusciti, per la fase I del sistema, ad ottenere un'assegnazione iniziale di permessi di emissione troppo generosa, di fatto sabotando il sistema.

Un interessante studio di D. Ellerman e B. Buchner mostra che la realtà può essere più ambigua<sup>7</sup>. I due studiosi si pongono, di fatto, il problema se non esista anche un'altra spiegazione (oltre la sovra-assegnazione di permessi) alla differenza registrata fra assegnazioni ed emissioni verificate nel 2005, pari, secondo le loro stime, a circa il 4%. L'altra spiegazione possibile, che non è alternativa alla prima, è che le industrie abbiano effettuato in una certa misura un abbattimento delle emissioni.

Un primo elemento da tenere presente è che la decisione su quale tetto alle emissioni stabilire, per ciascun paese, è stata presa in condizioni di informazione imperfetta. I termini di riferimento per quella decisione, a livello nazionale, sono stati i dati più recenti disponibili per i consumi energetici e le emissioni dei settori interessati (dati che in quel momento si riferivano al 2002-2003) e i livelli tendenziali delle emissioni degli stessi settori proiettati per il periodo 2005-2007. Ora questi livelli tendenziali (o proiezioni di *baseline*) sono un costrutto teorico che si basa su alcune ipotesi relative al livello di attività economica, sull'assunzione di invarianza delle politiche pubbliche in materia energetica/ambientale e di costanza dei trend sui prezzi dell'energia. Valori di questo tipo sono dunque intrinsecamente difficili da verificare. A priori un'assegnazione di permessi superiore ai livelli tendenziali di emissione potrebbe costituire una sovra-assegnazione (a posteriori potrebbe non essere il caso). Secondo Ellerman e Buchner, meno corretto sarebbe considerare come sovra-assegnazione un caso in cui le riduzioni delle emissioni imposte rispetto al livello tendenziale non fossero molto ambiziose. Ma, dal momento che le ipotesi di partenza sulla *baseline* relative al livello di attività degli impianti ed ai prezzi dell'energia raramente si verificano come previsto, resta difficile, a posteriori, districare l'effetto di queste altre variabili dall'impatto della *policy* adottata (in questo caso l'*Emission Trading*). Quel che è chiaro è che perché un sistema come l'*Emission Trading* funzioni, non è possibile che tutti i partecipanti siano deficitari (o potenziali compratori) di permessi: qualcuno deve poter vendere le proprie eccedenze. Allo stesso tempo, affinché un sistema come l'*Emission Trading* dispieghi i suoi effetti (ridurre le emissioni e stimolare l'adozione di tecnologie a minore intensità di carbonio), una certa misura di scarsità deve verificarsi.

L'analisi di Ellerman e Buchner, sulla base del fatto che quasi nessuno degli impianti registra un deficit, mentre il surplus complessivo di permessi rispetto alle emissioni effettive supera il 15%, indica che per paesi come Lituania, Lettonia, Danimarca, Finlandia, Estonia, Polonia, Lussemburgo, Slovacchia e Repubblica Ceca si è effettivamente verificata una sovra-assegnazione di permessi. Più difficile dire se il caso opposto (una sotto-assegnazione) si è verificato in paesi che si sono rivelati chiaramente deficitari come il Regno Unito e l'Irlanda (dove il deficit supera il 15%) ed in misura assai minore, la Spagna e l'Italia<sup>8</sup>. Per i casi intermedi, i due autori ricorrono ad un indicatore di sovra-assegnazione più fino, il rapporto fra la percentuale di deficit (o surplus) netta e quella di deficit (o surplus) lorda, che risulta in un valore compreso fra 1 e -1<sup>9</sup>.

<sup>7</sup> Denny Ellerman e Barbara Buchner: "Overallocation or abatement? A preliminary analysis of the EU ETS based on the 2005 Emission data". Nota di lavoro 139.2006, Fondazione Enrico Mattei. Novembre 2006.

<sup>8</sup> Nel caso italiano, i due autori ci informano che la copertura della posizione deficitaria netta è stata raggiunta circa per la metà con l'utilizzo di quote per gli anni successivi e per il resto con acquisti di permessi da altri paesi.

<sup>9</sup> Le allocazioni e le emissioni sono calcolate impianto per impianto. A livello di paese si ha un deficit netto quando le posizioni deficitarie nell'insieme sono maggiori di quelle eccedentarie, nonostante ci siano comunque impianti deficitari (di quote allocate) ed impianti eccedentari (sempre di quote allocate). Quando tutti gli impianti registrano un surplus l'indicatore assume un valore pari ad 1 perché surplus netto e lordo coincidono. Se almeno uno degli impianti deve

Tale indicatore conferma che per paesi con valore dell'indicatore compreso fra 0,6 e 1 i sospetti di sovra-assegnazione sono forti (alla lista di cui sopra occorre aggiungere la anche la Francia, l'Ungheria e la Slovenia) in quanto è difficile credere che surplus di quelle dimensioni possano essere stati realizzati attraverso uno sforzo di abbattimento delle emissioni. Per quanto riguarda paesi come la Germania, la Svezia e l'Olanda (valore dell'indicatore fra 0,4 e 0,6), nonostante il margine di surplus sia cospicuo, escludere che questo sia almeno in parte risultato di un abbattimento delle emissioni risulta più difficile. A valori dell'indicatore compresi fra -0,4 e +0,4 la posizione è relativamente bilanciata: la sovra-assegnazione può essere esclusa (in questo intervallo troviamo Spagna, Italia, Austria, Grecia, Belgio e Portogallo). A maggior ragione può essere esclusa per Regno Unito ed Irlanda (indice compreso fra -0,8 e -0,6).

Per quanto riguarda la posizione relativa dei vari settori interessati dall'ETS, Ellerman e Buchner affermano che il settore della produzione di energia elettrica e calore è risultato complessivamente deficitario mentre gli altri settori (ferro e acciaio, cemento, raffinazione, cellulosa e carta, vetro, ceramica e laterizi) sono complessivamente eccedentari.

Per quanto riguarda l'abbattimento, i due autori svolgono un'analisi dettagliata delle proiezioni di *baseline* per i 25 paesi UE, nonché dei loro trend in termini di intensità energetica e carbonica. L'analisi li porta a concludere che la continuazione dei trend (in assenza di ETS) avrebbe portato le emissioni del 2005 ad un livello fra il 7% e il 10% superiori ai livelli effettivamente realizzati. Su questa base, ed anche tenendo conto di forti sovrastime nelle *baseline* dei nuovi paesi membri, essi affermano che una certa misura di abbattimento nel 2005 sia veramente difficile da escludere. Di fatto essi ribattono la tesi: in considerazione del fatto che, comunque, un prezzo significativamente superiore a zero viene ancora pagato per le quote di emissione e che il livello di attività economica dei settori interessati è cresciuto nel periodo considerato, bisogna presumere che almeno una parte dell'eccesso di permessi di emissione nel 2005 sia il risultato di un processo di abbattimento.

Ricordando che la prima fase dell'ETS era già prevista come un periodo di prova, questo sarebbe comunque un risultato positivo. Le negoziazioni relative alla fase II possono ancora tenere conto delle informazioni prodotte dalla fase sperimentale e correggere il tiro. In questo senso, e alla luce degli eventi si può concludere che il rigore della Commissione nella definizione dei PNA nella fase I abbia giocato un ruolo positivo nel corretto funzionamento del sistema, e che per la fase II un analogo ruolo (per quanto differenziato caso per caso) si renda necessario in vista degli obiettivi di Kyoto.

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi delle quote, la loro relazione con le assegnazioni iniziali di quote è chiaramente una determinante fondamentale, ma non la sola. In questo anno e mezzo di funzionamento dell'ETS altri fattori hanno fatto sentire la propria importanza. Intanto, come è noto, il livello delle emissioni di un impianto dipende da diverse variabili fra cui: il *mix* di combustibili utilizzati (quelli fossili danno chiaramente luogo ad emissioni di CO<sub>2</sub> ed altri gas-serra, e fra quelli fossili il carbone produce più emissioni dei prodotti petroliferi e del gas naturale a parità di energia resa); il livello di attività dell'impianto (più produce, più consuma fonti energetiche); le tecnologie energetiche e i processi utilizzati; le condizioni climatiche normali e quelle contingenti. Uno stesso impianto normalmente ha una capacità limitata di far variare i propri parametri operativi in funzione delle circostanze: può far variare il carico, e solo in alcuni casi può far variare il mix di combustibili utilizzati. Un operatore che controlla diversi impianti ha una misura di flessibilità maggiore su quali impianti tenere in funzione e quali tenere in *stand-by* o far andare a carico ridotto. Questi elementi di flessibilità sono importanti per capire che in una certa misura, l'operatore può variare la quantità ed il mix di combustibili utilizzati in funzione di un altro fattore importante, cioè il prezzo degli stessi (sia attuale che atteso).

Variazioni nei prezzi di petrolio e gas come quelle sperimentate nel 2005 e nel 2006 hanno necessariamente modificato la convenienza relativa dei vari combustibili: in particolare, fintanto che i prezzi di petrolio e gas (ricordiamo che quello del gas è in parte ancorato a quello del petrolio) sono rimasti alti, cioè fino a settembre 2006, le industrie interessate dal Sistema di *Emission Trading* hanno avuto un incentivo a utilizzare meno gas o prodotti petroliferi e più carbone (nei limiti della loro possibilità tecnica di farlo). Poiché però questo spostamento dava luogo a maggiori emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto ai piani o alle assegnazioni iniziali, le industrie dovevano coprirsi con l'acquisto di quote di emissione. Questo fatto ha determinato un aumento della domanda di quote di emissione e conseguentemente un aumento del loro prezzo, fatto che è risultato chiaramente evidente nel periodo da dicembre 2005 ad aprile 2006 (con la crisi delle forniture di gas), ma di cui sono ben visibili i sintomi anche in tutto il 2005 in concomitanza con i prezzi crescenti degli idrocarburi. Una delle ragioni per cui il prezzo delle quote di emissione è rimasto sui 13-15 €/t fino ad agosto, nonostante l'evidente presenza di un surplus già da fine aprile, è proprio il continuo allarme sui prezzi del petrolio, che hanno sfiorato gli 80 \$/barile ad agosto a causa di forti tensioni sullo scenario mediorientale.

---

acquistare permessi, il surplus lordo del paese sarà più elevato del surplus al netto degli acquisti di permessi e l'indicatore assumerà un valore inferiore ad 1.

Dopo quella data, con l'attenuarsi della crisi libanese e una situazione meteorologica più calma del previsto nel Golfo del Messico, le aspettative di prezzi petroliferi elevati si sono ridimensionate, e con esse quelle sui prezzi del gas, il che ha fatto scivolare verso il basso anche i prezzi delle quote di emissione fino al livello attuale di 7-8 €/t. Naturalmente questa situazione di relativa calma sul fronte dei prezzi degli idrocarburi può cambiare repentinamente nel corso del prossimo inverno, e con essa i prezzi delle quote di emissione.

Infine un ulteriore elemento che pesa sul prezzo delle quote è la maggiore o minore offerta di Certified Emission Reduction Units proposti sulla base dei CDM, che possono essere anche essi utilizzati nell'ambito dell'ETS europeo. Attualmente, grazie all'offerta di progetti di CDM messa in campo dalla Cina, esiste una significativa disponibilità di CERU a prezzi inferiori ai 10 €/t.

### **La Strategia Tematica sull'Inquinamento Atmosferico (COM(2005)446), il programma Clean Air For Europe (CAFE) e la Direttiva CAFE on Ambient Air Quality and Cleaner Air for Europe (COM(2005) 447)**

Nonostante i notevoli miglioramenti registrati a livello europeo sulla qualità dell'aria, l'inquinamento atmosferico continua ad avere gravi ripercussioni sulla salute dei cittadini e sull'ambiente. Per rispondere a questa situazione è stata riconosciuta la necessità di formulare una "strategia tematica sull'inquinamento atmosferico" al fine di "raggiungere livelli di qualità dell'aria che non comportino rischi o impatti negativi per la salute umana e per l'ambiente".

Dopo la Comunicazione relativa al programma *Clean Air for Europe* (CAFE) la Commissione Europea ha tentato una valutazione sul grado di efficacia della normativa vigente e sulla sua capacità di realizzare gli obiettivi del Sesto Programma per l'Ambiente entro il 2020. Tale esercizio ha prodotto una proposta di strategia tematica per una migliore qualità dell'aria e la protezione della salute umana e dell'ambiente, presentata il 21 settembre 2005 (Comunicazione COM(2005)446 - Strategia tematica sull'inquinamento atmosferico).

La Strategia mira ad ottenere entro il 2020 una riduzione del 40% nel numero di morti premature provocate dall'inquinamento atmosferico, e a ridurre l'area di foreste ed altri ecosistemi danneggiati dall'inquinamento dell'aria. Per quanto si rivolga a tutti gli inquinanti atmosferici la strategia presta speciale attenzione al particolato fine e all'ozono al livello del suolo, in quanto essi costituiscono la principale minaccia per la salute umana. La strategia propone dunque una regolamentazione più severa del particolato sottile (cosiddetto PM 2,5) ed una riorganizzazione di tutta la normativa sulla qualità dell'aria accorpando i vari strumenti legislativi in un'unica Direttiva sulla qualità dell'aria. La nuova Direttiva proposta in concomitanza con la strategia è contenuta nella Comunicazione COM(2005) 447, (denominata Direttiva on *Ambient Air Quality and Cleaner Air for Europe*) ma rimasta a livello di proposta.



**SECONDA PARTE: *IL SISTEMA ENERGETICO E AMBIENTALE  
IN ITALIA***





## CAPITOLO 3

### L'ITALIA NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

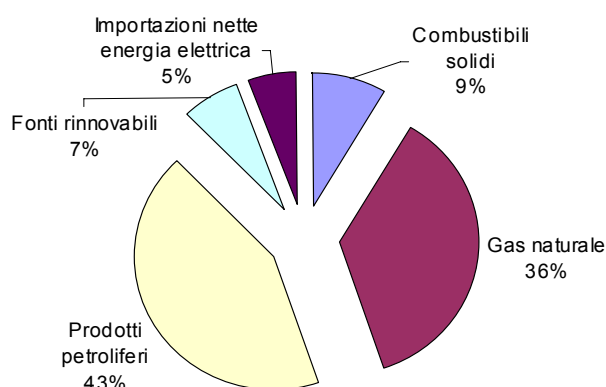
#### 3.1 Processi in atto e tendenze

Alla modesta crescita dell'economia italiana ha corrisposto, nel corso del 2005, un limitato innalzamento della domanda complessiva d'energia e dell'intensità energetica. Il consumo di energia primaria per fonti evidenzia un'ulteriore riduzione dei consumi dei prodotti petroliferi, che restano comunque la fonte che contribuisce in quota maggiore alla domanda di energia (figura 3.1).

La corrispondente crescita del ricorso al gas naturale conferma d'altronde un processo di sostituzione in atto già dalla metà degli anni 90 (figura 3.2). Anche il carbone fa segnare un calo nel 2005, invertendo in questo caso una tendenza all'aumento che si era verificata negli anni precedenti. Sostanzialmente stabile nel lungo periodo il dato dell'energia elettrica importata, che vede nel 2005 una riduzione rispetto al 2004.

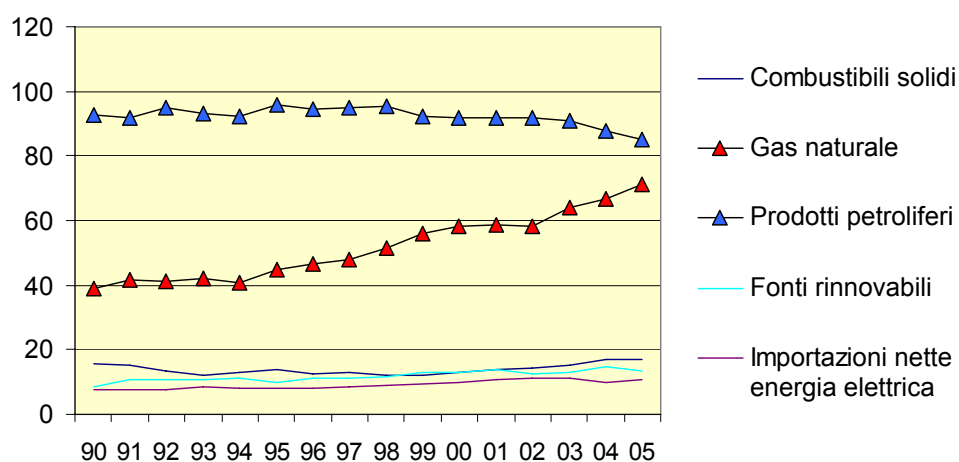
In riduzione di quasi 1 punto percentuale il contributo delle rinnovabili che, data la forte prevalenza della fonte idroelettrica, è condizionato dai fattori stagionali. I dati dal 2002 al 2005 mettono in evidenza un aumento continuo dei consumi totali di energia con un tasso più elevato nel periodo 2002-2003 e un rallentamento nel periodo 2004-2005 mentre l'andamento del PIL nello stesso periodo è rimasto quasi stazionario, registrando una leggera diminuzione nel 2005.

Figura 3.1 – Consumi di energia per fonte. Anno 2005



Fonte: elaborazione su dati MSE

Figura 3.2 – Consumi di energia per fonte, trend 1990-2005 (Mtep)



Fonte: elaborazione su dati MSE

Tabella 3.1 – Consumo interno lordo di energia, intensità energetica, intensità elettrica

	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Domanda di energia (Mtep)	172,6	185,9	188,8	188,1	194,4	196,5	197,8
Consumo interno lordo di energia elettrica (TWh)	278,9	320,9	327,4	335,9	344,8	349	352,9
Consumi finali di energia elettrica (TWh)	243,4	279,3	285,5	291	299,8	304,5	309,8
Prodotto Interno Lordo (miliardi di €)	1.083,8	1.191,1	1.212,4	1.216,6	1.217,0	1.230,0	1.229,6
Intensità energetica* (tep/ M€)	159,2	156,1	155,7	154,6	159,7	159,8	160,8
Intensità elettrica** (MWh/ M€)	225	235	235	239	246	248	252

\* Consumi di energia primaria /PIL

\*\* Consumi finali di energia elettrica /PIL

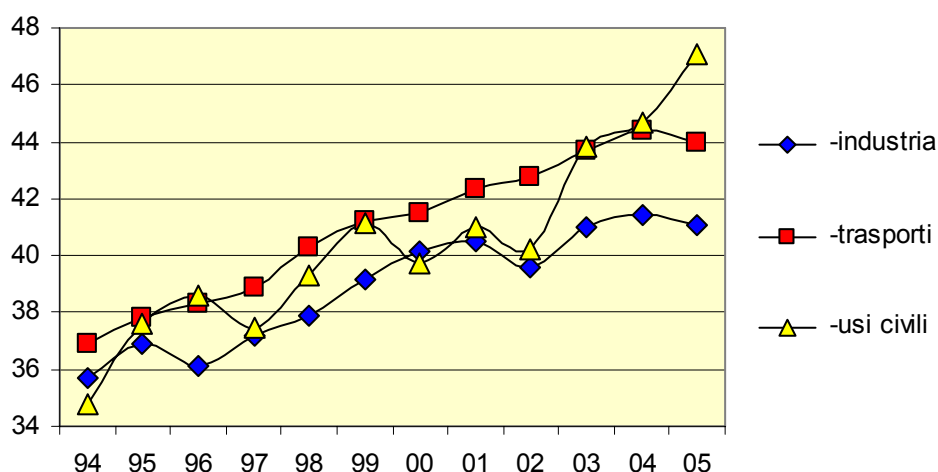
Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE, MEF, Enel (fino al 1998), GRTN (1999-2005), TERNA

Nel 2005 la domanda totale di energia elettrica ha raggiunto i 309,8 TWh, con un incremento dello 1,7% rispetto al 2004 (tabella 3.1). L'aumento dei consumi elettrici, superiore all'incremento registrato negli anni precedenti, dipende essenzialmente dall'incremento dei consumi nel settore terziario, mentre incrementi inferiori all'1% si sono registrati nell'industria e negli usi domestici. La crescita dei consumi elettrici, superiore al tasso di crescita del PIL, ha determinato un aumento dell'intensità elettrica. La punta massima storica di domanda sulla rete elettrica nazionale: 55.000 MW, registrata il 20 dicembre alle ore 18, risulta superiore del 2,6% rispetto all'anno precedente.

L'aumento della domanda di energia riguarda soprattutto i settori residenziale e terziario ed è causato essenzialmente da fattori climatici (figura 3.3). In particolare, nel 2003, tali consumi sono aumentati in maniera sostenuta con un incremento sia dei consumi di gas per il riscaldamento ambientale sia dei consumi elettrici per la climatizzazione estiva.

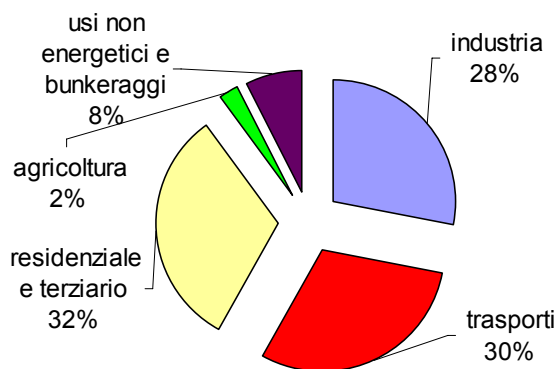
Il trend di crescita si conferma nel 2004, anche se ad un ritmo più contenuto, e nel 2005; nell'ultimo anno la crescita dei consumi nel settore civile controbilancia la leggera diminuzione nel settore dell'industria e dei trasporti (figure 3.3 e 3.4).

Figura 3.3 – Consumi di energia per settori di uso finale, trend 1994-2005 (Mtep)



Fonte: elaborazione su dati MSE

Figura 3.4 – Quote per settore di uso finale dei consumi di energia, anno 2005 (Mtep)



Fonte: elaborazione su dati MSE

La fattura energetica<sup>1</sup> nel 2005 è stata pari a 38,5 miliardi di euro, con un aumento rispetto al 2004 di circa 9,1 miliardi di €, pari ad un aumento percentuale di circa il 31%, che rappresenta uno degli incrementi più elevati degli ultimi due decenni.

Tabella 3.2 – Italia: andamento della “fattura energetica” (M€)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005 <sup>(*)</sup>
Combustibili solidi	996	1223	1142	1130	1707	1881
Gas naturale	7834	8782	7921	8547	8901	12299
Petrolio	18651	15985	15511	15032	17021	22213
Altre	1524	1751	1867	1797	1762	2134
<b>Totale</b>	<b>29005</b>	<b>27741</b>	<b>26441</b>	<b>26546</b>	<b>29391</b>	<b>38527</b>
Costo greggio (\$/barile)	26,9	23	23	27,7	35,1	50,4
Cambio \$/euro (**)	0,9174	0,8954	0,9495	1,1273	1,2426	1,2359
Costo greggio (€/tonnellata)	223,5	196	188,9	187,1	216,5	307,4

(\*) 2005 dati provvisori  
Fonte: Unione Petrolifera

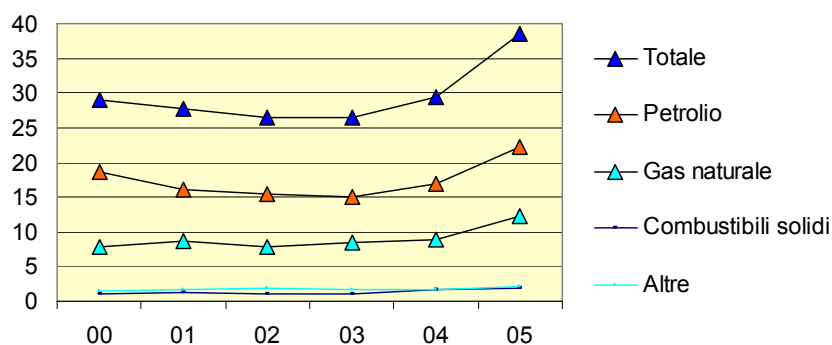
Il notevole incremento di spesa è dovuto ai maggiori costi delle fonti energetiche. La spesa per il petrolio, responsabile di circa il 58% della fattura energetica complessiva, è aumentata di circa 5,2 miliardi di euro, nonostante una riduzione delle importazioni di 0,5 Mtep, mentre quella per il gas è aumentata di circa 3,4 miliardi di euro in seguito anche a un aumento delle importazioni di circa 4,6 Mtep. L'aumento della fattura energetica riflette un andamento delle importazioni di fonti primarie dall'estero, e quindi della dipendenza energetica dell'Italia, il cui andamento è in continua crescita a partire dalla fine degli anni 90.

La figura 3.5 descrive l'andamento della fattura energetica negli ultimi 6 anni.

Come si vede in figura 3.6, la dipendenza complessiva dalle importazioni sale nel 2005 all'85,07% e fa segnare il suo massimo in relazione alle importazioni di petrolio (92,86%) e il suo minimo per le importazioni di energia elettrica (16,13%).

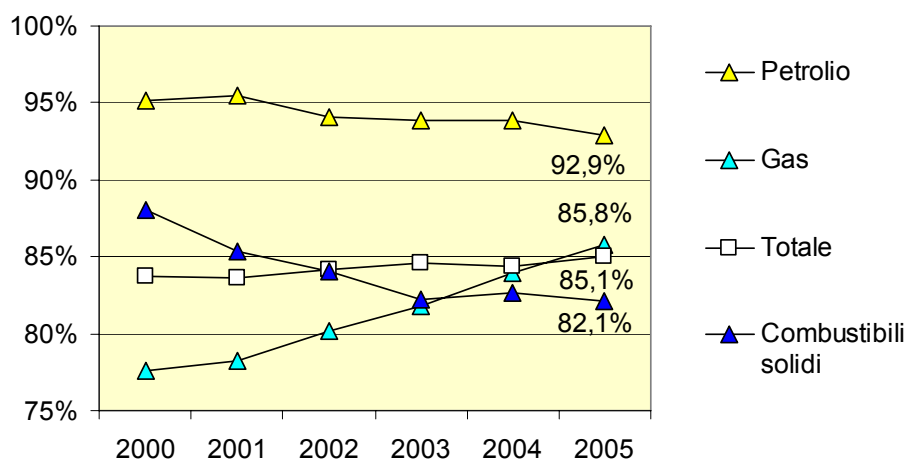
<sup>1</sup> Si definisce “fattura energetica” il costo d'acquisto delle fonti primarie d'energia.

Figura 3.5 – Andamento della fattura energetica negli ultimi 6 anni (miliardi di euro)



Fonte: elaborazione su dati MSE

Figura 3.6 – Andamento percentuale della dipendenza energetica per fonte negli ultimi 6 anni



Fonte: elaborazione su dati MSE

Tabella 3.3 – Dipendenza energetica<sup>1</sup> dei paesi UE-15

	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Austria	67,8	66,8	66,4	68,1	67,9	69,7	69,2
Belgio	77,4	76,5	77,1	77,7	76,5	77,2	75,9
Finlandia	56,3	54,2	54,4	55,5	55,1	57,6	55,8
Francia	47,4	50,2	49,6	50	49,4	49,7	50
Germania	57,6	59,8	60,6	61,9	61	61,3	60,6
Grecia	60,4	64,1	63,8	64,7	64,7	66,8	65,7
Irlanda	61,1	80,9	83,9	87,4	89,4	86,3	87,1
<b>Italia</b>	<b>80,9</b>	<b>83,7</b>	<b>83,6</b>	<b>84,2</b>	<b>84,5</b>	<b>84,3</b>	<b>85,1</b>
Lussemburgo	98,6	98,7	98,5	98,4	98,6	98,6	98,5
Olanda	8,5	20,3	25	22,4	23	27,7	17,5
Portogallo	83,9	86,6	84,8	83,9	86,2	83,2	85,5
Spagna	69,6	74,1	74,4	73,8	75,9	75,8	76,6
Danimarca	23,8	-16,5	-39,6	-33,3	-43,6	-37	-53,1
Regno Unito	-15	-21,6	-16,9	-11,8	-12,9	-6,2	3,5
Svezia	36,3	32,9	35,2	32,3	38,8	38,8	33,7

<sup>1</sup> Dipendenza energetica = (Importazioni nette / (Produzione + Importazioni nette))\*100  
Fonte: ENERDATA

Tabella 3.4 – Bilancio energetico nazionale di sintesi. Anno 2005 (Mtep)

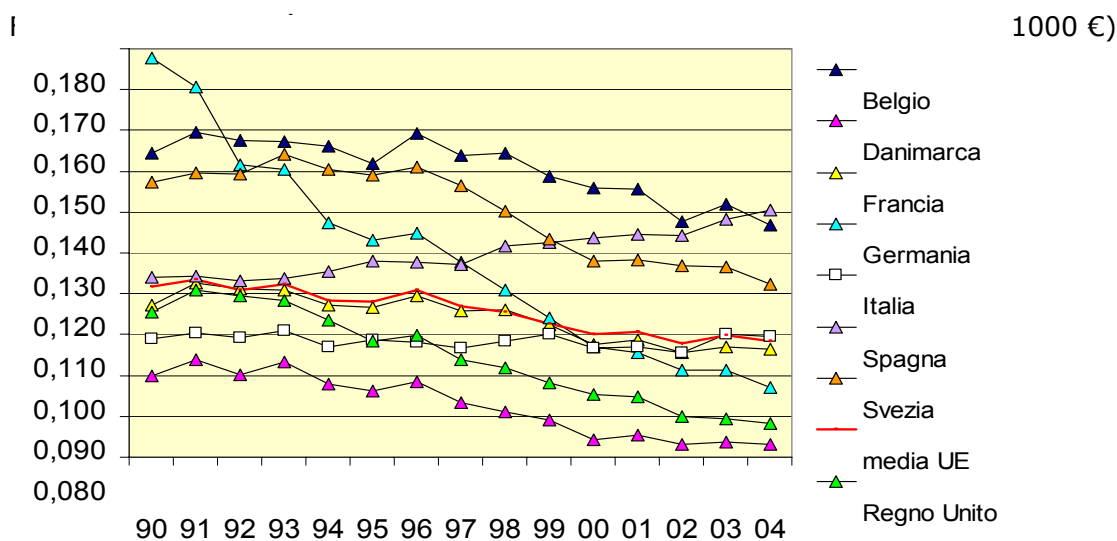
	Combustibili solidi	Gas naturale	Prodotti petroliferi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,6	10	6,1	12,7		29,4
Importazione	16,6	60,6	108,4	0,8	11,1	197,4
Esportazione	0,2	0,3	28,9	0	0,2	29,7
Variazione scorte	0	-0,9	0,3	0	0	-0,6
<b>Consumo interno lordo</b>	<b>17</b>	<b>71,2</b>	<b>85,2</b>	<b>13,5</b>	<b>10,8</b>	<b>197,8</b>
Consumi e perdite del settore energetico	-0,5	-0,8	-6,6	-0,1	-43,2	-51,2
Trasformazioni in energia elettrica	-11,9	-25,3	-9,4	-11,6	58,2	0
<b>Totale impieghi finali</b>	<b>4,6</b>	<b>45,1</b>	<b>69,2</b>	<b>1,8</b>	<b>25,9</b>	<b>146,6</b>
Industria	4,4	17	7,5	0,3	11,9	41,1
Trasporti		0,4	42,6	0,2	0,9	44
Residenziale e terziario	0	26,5	6,6	1,3	12,7	47,1
Agricoltura		0,2	2,6	0,2	0,5	3,4
Usi non energetici	0,2	1	6,5	0	0	7,7
Bunkeraggi			3,4		0	3,4

Fonte: MAP (22/12/2006)

### 3.1.1 L'intensità energetica

L'Italia fino alla fine degli anni 90 ha fatto segnare valori dell'intensità energetica finale più bassi della media dei paesi dell'Unione Europea, avvicinandosi solo recentemente a tali valori. Alcuni paesi del Nord Europa (Danimarca, Germania, Svezia, Finlandia, Gran Bretagna) hanno diminuito notevolmente le loro intensità energetiche. Altri, come Spagna e Portogallo, che partivano da livelli di intensità energetica più bassi della media, hanno invece dei trend in crescita.

Il confronto con la situazione europea mostra un'Italia che progressivamente sta riducendo il beneficio derivatale da una posizione iniziale favorevole in termini di intensità energetiche, e che negli ultimi anni non riesce a seguire il passo della maggior parte dei paesi europei che, pur in presenza di una maggiore crescita economica, hanno ridotto notevolmente le loro intensità energetiche (figura 3.7).



Fonte: elaborazione su dati UE – progetto Odyssee

Tabella 3.5 – Consumi primari di energia e PIL in alcuni paesi europei. Variazioni percentuali 2005/2004

	Consumi primari	PIL
Belgio	-2,00%	0,60%
Danimarca	-3,90%	0,20%
Germania	-1,10%	0,20%
Francia	-0,60%	0,30%
Italia	2,40%	0,00%
Spagna	2,10%	1%
Portogallo	3,10%	0,50%
Finlandia	-4,90%	1,00%
Svezia	-3,80%	0,90%
UK	-1,30%	0,70%

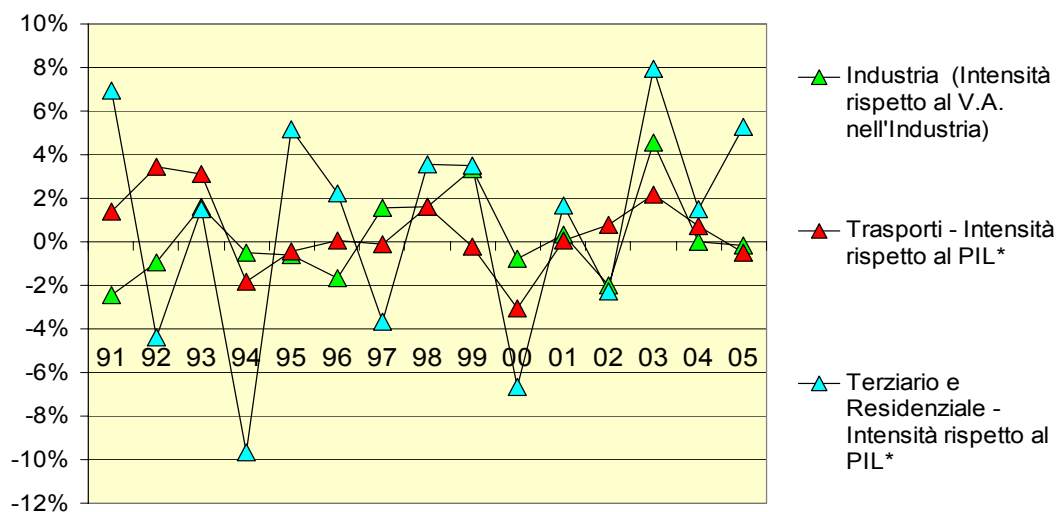
Fonte: Eurostat

Nella tabella 3.5 si vede infatti come la maggior parte dei paesi del Nord Europa abbia diminuito i consumi nel 2005 rispetto all'anno precedente, nonostante un aumento dei rispettivi PIL, mentre Spagna e Portogallo hanno aumentato i rispettivi consumi, con variazioni superiori a quelle del PIL.

In Italia, dopo almeno due decenni (dal 1975 al 1995) in cui la crescita economica ha mostrato tassi di variazione molto superiori a quelli energetici, negli ultimi anni il trend sembra essersi invertito, con tassi di variazione del PIL minori (se non addirittura di segno negativo) rispetto a quelli dei consumi energetici. I consumi di energia, malgrado il forte rallentamento del PIL registrato nel 2005, sono complessivamente in ascesa e sembrano trainati soprattutto dalle variazioni registrate nei consumi energetici elettrici e di gas naturale del settore civile, sia terziario che residenziale.

L'analisi per settori mostra infatti, rispetto alla crescita delle intensità energetiche nel settore civile, nei quali influisce ovviamente la componente climatica, una tendenza al rallentamento della crescita nei settori dell'industria e dei trasporti (figura 3.8).

Figura 3.8 – Intensità energetiche settoriali in Italia (variazioni percentuali rispetto al 1990)



Fonte: elaborazione su dati MSE

### **3.1.2 Sicurezza e approvvigionamento: il recepimento delle direttive dell'UE**

L'intervento dell'Unione Europea si è focalizzato sugli aspetti di riduzione della dipendenza energetica e di sicurezza dell'approvvigionamento da realizzarsi in maniera sinergica con l'aumento della competitività del sistema produttivo e un forte impegno sul tema dei cambiamenti climatici. Nel quadro della strategia di rilancio della propria economia e competitività, l'Unione Europea negli ultimi anni ha moltiplicato gli sforzi per garantire un servizio di fornitura di elettricità e gas affidabile ed economicamente sostenibile. Il fulcro dell'attività dell'Unione in questo senso è rappresentato dagli sforzi tesi a realizzare un mercato interno dell'energia elettrica e del gas caratterizzato dall'introduzione graduale della concorrenza nei segmenti competitivi delle due filiere.

Per quanto riguarda l'Italia, molte delle disposizioni contenute nelle direttive del 2003 erano già state adottate con i decreti legislativi n. 79 del 16 marzo 1999<sup>2</sup> e n. 164 del 23 maggio 2000, meglio noti, rispettivamente, come decreti Bersani e Letta. In particolare, il DLgs 79/99, costituisce una norma quadro che liberalizza, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico, tutte le attività della filiera elettrica ad eccezione di quelle di trasmissione e dispacciamento – mantenute in riserva allo Stato – e la distribuzione, affidata in concessione su scala locale. Allo stesso modo il DLgs 164/00 ha ridisegnato interamente la struttura del settore del gas in Italia, prevedendo che le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale siano libere e aperte alla concorrenza, nei limiti previsti dal medesimo decreto.

I due decreti sono stati successivamente più volte integrati e modificati per adeguarli alle disposizioni comunitarie: per dare completa e corretta attuazione alle due direttive del 2003 è stato recentemente presentato all'esame del parlamento il disegno di legge 691 del 28 giugno 2006, noto come DdL Bersani, con il quale si delega il governo ad adottare uno o più decreti legislativi per completare il processo di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

#### **Il contesto nazionale**

L'Italia ha recepito in anticipo la maggior parte delle disposizioni contenute nelle direttive comunitarie del 2003 ed in alcuni casi è andata oltre, ricorrendo a strumenti non previsti dalla normativa comunitaria. Il processo di liberalizzazione non può tuttavia dirsi ancora completato, in quanto permangono una serie di criticità strutturali dei mercati nazionali dell'elettricità e del gas, legate al peso dei rispettivi operatori dominanti. In entrambi i mercati, sono state adottate disposizioni mirate ad attuare i principi di separazione delle attività infrastrutturali rilevanti.

La liberalizzazione del settore elettrico introdotta con il decreto Bersani si basa su tre elementi strettamente correlati: la garanzia di una pluralità di produttori, l'accesso alla rete e la libertà di scelta per i clienti idonei.

Per quanto riguarda l'apertura alla concorrenza dal lato dell'offerta, il mercato della generazione è ancora fortemente caratterizzato da un fornitore, l'Enel, dominante non solo dal punto di vista della quantità degli impianti ma della qualità degli stessi, in grado di determinare il prezzo in borsa. L'Enel detiene inoltre la quasi totalità degli impianti di pompaggio e di punta nonché una rilevante quota degli impianti di mid-merit; da ciò deriva un notevole vantaggio competitivo per la copertura di una parte prevalente del fabbisogno orario in quasi tutte le zone del paese.

---

<sup>2</sup> Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", in GU del 31 marzo 1999.

Per quanto riguarda la trasmissione, nel novembre del 2005 è divenuta operativa la riunificazione della proprietà e della gestione della rete nazionale in mano a Terna, società originariamente costituita da Enel in attuazione del decreto Bersani<sup>3</sup>. In vista di tale riunificazione, nel corso del 2005, Enel ha ridotto la propria partecipazione in Terna fino a possedere circa il 5% delle sue azioni. Il rimanente capitale sociale è stato distribuito tra la Cassa Depositi e Prestiti (CDP)<sup>4</sup> – che, con il 29,99%, ha di fatto acquistato il controllo esclusivo della società – e le Generali – con circa il 5% – mentre il restante 60% è rimasto flottante.

L'Autorità garante della concorrenza e del mercato<sup>5</sup> ha approvato la complessa operazione a conclusione di un'istruttoria iniziata nel giugno 2005 motivandola con la preoccupazione che l'operazione fosse "susceptibile di determinare la creazione o il rafforzamento di una posizione dominante sul mercato di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e nel mercato dei servizi di dispacciamento". L'autorizzazione dell'Autorità è stata tuttavia subordinata al rispetto di una serie di condizioni atte ad assicurare che la gestione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) da parte della CDP garantisse il rispetto dei requisiti di neutralità e indipendenza dei comportamenti in relazione agli interessi dei soggetti operanti sui mercati a valle di vendita/acquisto di energia elettrica.

La liberalizzazione del mercato del gas naturale sta procedendo con maggiore lentezza rispetto a quella dell'energia elettrica. Il settore del gas sconta infatti una maggiore concentrazione del mercato ed una forte rigidità nell'accesso alle reti di trasporto internazionale verso l'Italia.

La produzione nazionale di gas naturale è in continuo calo e conseguentemente la dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta sensibilmente di anno in anno. L'attività di approvvigionamento è controllata dall'Eni, ex monopolista pubblico ed attuale operatore dominante, che oltre a possedere circa l'84,1% della produzione nazionale, controlla direttamente o indirettamente anche le importazioni di gas dall'estero. Nel 2005 l'Eni ha immesso sul mercato all'ingrosso il 66% del fabbisogno nazionale<sup>6</sup>, percentuale che tuttavia sale a quasi l'80% se si considerano le cosiddette vendite innovative, cioè le vendite di gas fuori frontiera a propri concorrenti selezionati, studiate per rispettare i tetti antitrust imposti dal DLgs 164/00. A tale proposito è necessario ricordare che il citato disegno di legge n. 691 prevede, tra l'altro, la rimodulazione di tali tetti in funzione dello sviluppo atteso del mercato.

I potenziali nuovi entranti trovano forti difficoltà a penetrare il mercato italiano in quanto la capacità delle infrastrutture di trasporto in Italia è sostanzialmente dimensionata al soddisfacimento degli impegni legati ai contratti d'importazione sottoscritti da Eni prima dell'entrata in vigore della direttiva europea 98/30/CE. L'integrazione verticale sull'estero delle attività dell'operatore dominante rendono dunque scarsamente appetibile il mercato italiano del gas naturale.

L'Eni controlla direttamente o indirettamente tutti i segmenti della filiera del gas in Italia. Per quanto concerne il trasporto, il principale operatore nazionale, la SNAM Rete Gas, è controllato per il 50% dall'ex monopolista, anche se tale situazione è destinata a mutare in quanto, conformemente a quanto disposto dalla legge n. 290/03, a decorrere dal 1 luglio 2007, nessuna società operante nel settore gas naturale potrà detenere una quota superiore al 20% in società proprietarie delle reti di trasporto.

---

<sup>3</sup> La riunificazione è stata prevista dall'art. 1 ter della legge n. 290 del 27 ottobre 2003, che ha imposto al Governo di definire, tramite un apposito decreto, i criteri per procedere alla riunificazione tra la proprietà della rete di trasmissione elettrica nazionale e la sua gestione, nonché alla successiva privatizzazione della nuova entità giuridica conseguente alla riunificazione tra Terna e GRTN. In ottemperanza a quanto previsto da tale articolo, il Governo ha emanato il DPCM 11 maggio 2004<sup>3</sup>, che definisce i tempi e le modalità della fusione di Terna con la società di gestione della rete di trasmissione nazionale e la successiva privatizzazione del soggetto risultante.

<sup>4</sup> La CDP è un'amministrazione dello Stato dotata di propria personalità giuridica e di autonomia ordinamentale, organizzativa, patrimoniale e di bilancio, che svolge attività e servizi di interesse economico generale. CDP è stata trasformata in società per azioni con il DL 30 settembre 2003, n. 269. Il capitale sociale di CDP è attualmente detenuto per il 70% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), che esercita il controllo sulla società, e per il restante 30% è suddiviso tra sessantasei fondazioni di origine bancaria italiane.

<sup>5</sup> C7065 - Cassa depositi e prestiti/trasmissione elettricità rete nazionale-gestore della rete di trasmissione nazionale *Provvedimento n. 14542*.

<sup>6</sup> Inclusi i consumi delle società collegate.



La questione è comunque ancora oggetto di dibattito politico: la legge finanziaria 2006 ha prorogato la scadenza al 2008, e ulteriori rinvii sono stati proposti nella finanziaria 2007. Per quanto riguarda lo stoccaggio, invece, la STOGIT, proprietaria della quasi totalità dei siti di stoccaggio ubicati in Italia, è una società separata del gruppo Eni, posseduta al 100% dall'ex monopolista<sup>7</sup>. Come evidenziato dall'emergenza gas dell'inverno 2006, l'attuale livello di stoccaggio è insufficiente a garantire sicurezza al sistema ed agli utenti finali. Sono necessari ulteriori investimenti per l'apertura di nuovi siti e il migliore utilizzo di quelli esistenti.

La proprietà della rete di distribuzione infine, pur essendo maggiormente frammentata, è in mano al gruppo Eni per una quota pari a circa il 30% del totale attraverso la società Italgas.

Va rilevato come sia ancora oggetto di discussione la localizzazione di impianti di gassificazione che consentirebbero l'acquisizione di gas naturale liquefatto (GNL).

### **3.1.3 Le politiche e le misure nazionali per l'obiettivo di Kyoto**

L'Italia è molto distante dal raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto. In riferimento all'anno 2004 le emissioni nazionali di gas serra sono aumentate rispetto al 1990 del 12,2% e risultano pertanto del 20% superiori a quanto previsto dall'obiettivo. La documentazione relativa alla strategia nazionale per il contenimento dei gas serra è riassumibile nelle due delibere CIPE del 1998 e del 2002, e nel Piano Nazionale per la riduzione dei gas serra.

Ulteriori provvedimenti normativi finalizzati al contenimento delle emissioni climalteranti possono essere individuati nei due Piani Nazionali di Allocazione (PNA) di quote di emissione, redatti ai sensi della direttiva CE 87/2003 che istituisce nei paesi membri dell'Unione un meccanismo di Emission Trading (ET), e in alcuni provvedimenti che incentivano il ricorso alle fonti rinnovabili per la generazione elettrica, come il decreto 387/03 che recepisce le direttive sulla promozione delle fonti energetiche rinnovabili nei mercati interni<sup>8</sup>; i decreti del luglio 2004 che istituiscono il meccanismo dei titoli di efficienza energetica (cosiddetti certificati bianchi) e i provvedimenti contenuti nella legge finanziaria 2007 che introduce importanti incentivi fiscali per le scelte efficienti di consumo<sup>9</sup>.

La prima delibera CIPE del 1998<sup>10</sup> individuava degli obiettivi di riduzione delle emissioni per settore e una serie di misure di intervento per colmare una distanza dall'obiettivo di 95-112 Mt CO<sub>2</sub> eq. La seconda delibera<sup>11</sup> del 2002 offriva un maggiore dettaglio nella strategia nazionale di riduzione dei gas serra. A fronte di uno scenario tendenziale che calcolava una distanza dall'obiettivo di Kyoto di 92,6 Mt CO<sub>2</sub> eq offriva una lista di misure già individuate anche se non ancora tutte decise, pari a 51,8 Mt CO<sub>2</sub> eq (di cui 12 Mt CO<sub>2</sub> eq da realizzarsi con i meccanismi flessibili) ed una conseguente distanza dall'obiettivo equivalente a 41 Mt CO<sub>2</sub> eq (tabella 3.6).

Per colmare il gap dall'obiettivo di Kyoto veniva valorizzato il potenziale di assorbimento di carbonio per un valore di 10,2 Mt CO<sub>2</sub> eq e individuata una lista di opzioni per misure ulteriori in cui scegliere, in maniera economicamente efficace, le soluzioni migliori. La seconda delibera approvava, inoltre, un Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra in cui tutte queste misure venivano esplicitate, con una serie di approfondimenti riguardanti il settore della produzione energetica, i settori degli usi finali e i cosiddetti sink, ovvero gli accumuli naturali di carbonio, quali ad esempio la riforestazione.

In ottemperanza alla direttiva 2003/87/CE che prevede per determinati settori industriali l'introduzione dell'ET, sono stati predisposti i Piani Nazionali di Allocazione che assegnano ai singoli impianti un numero massimo di quote di emissione a titolo gratuito. Il Piano di Allocazione delle emissioni per il periodo 2008-2012 fornisce il quadro più aggiornato per capire come il Paese intende raggiungere il suo obiettivo, non solo in riferimento al settore industriale.

<sup>7</sup> Stogit gestisce otto stoccaggi di cui sette nella valle padana (Brugherio, Cortemaggiore, Ripalta, Sergnano, Settala, Minerbio, Sabbioncello) e uno nell'Italia centrale (San Salvo). Al momento l'unica concorrente della Stogit è la Edison Stoccaggio, società separata del gruppo Edison, che gestisce due piccoli stoccaggi (Cellino in Abruzzo e Collalto in Veneto). Sono in corso delle procedure autorizzative per sei nuovi siti di stoccaggio assegnati a tre società: Edison Stoccaggio, Independent Gas Management e Geogas.

<sup>8</sup> Direttiva 77/2001.

<sup>9</sup> Per una trattazione organica delle politiche per l'efficienza energetica si rimanda al Capitolo 7.

<sup>10</sup> Delibera CIPE n. 137/98.

<sup>11</sup> Delibera CIPE n. 123/02.

Tabella 3.6 – Revisione delle misure di riduzione incluse nello scenario di riferimento (Mt CO<sub>2</sub> eq)

	<b>Delibera CIPE 123/2002</b>	<b>Revisione</b>
Industria elettrica	26	26
Civile	6,3	6,3
Trasporti	7,5	4,6
Meccanismi flessibili (MF)	12	4,5
<b>Totale</b>	<b>51,8</b>	<b>41,4</b>

Fonte: MSE, MATT PNA 2, 18 dicembre 2006

Tabella 3.7 – Quadro di sintesi delle riduzioni secondo il Protocollo di Kyoto (Mt CO<sub>2</sub> eq)

Emissioni 1990	519,5
Emissioni 2000	554,6
Emissioni 2004	580,7
Scenario Riferimento 2010	587,3
Obiettivo Kyoto	485,7
Distanza Obiettivo	95,0

Fonte: MSE MATT PNA2 18 dicembre 2006

Il nuovo quadro, infatti, revisiona la serie storica di emissioni (tabella 3.7) e quindi ridefinisce un nuovo obiettivo di emissione, pari a 485,7 Mt CO<sub>2</sub> eq. Non viene più considerato lo scenario tendenziale, in quanto si ritengono già acquisite le misure avviate o comunque decise entro il 30 giugno 2002 (51,8 Mt CO<sub>2</sub> eq), anche se ne viene effettuato un aggiornamento. La revisione di aggiornamento comporta una diminuzione di quanto previsto nella precedente delibera. L'impatto delle misure passa da 51,8 Mt CO<sub>2</sub> eq a 41,4 Mt CO<sub>2</sub> eq. In particolare rimangono costanti i valori dei settori dell'industria elettrica e quelli del settore civile, mentre diminuiscono quelli del settore trasporti e quelli da realizzarsi attraverso i meccanismi flessibili, come riportato in tabella 3.6.

Come mostrato in tabella 3.7, il nuovo quadro di programmazione deve tenere conto di una distanza dall'obiettivo di Kyoto pari a 95,0 Mt CO<sub>2</sub> eq (distanza tra le emissioni del 2004 e l'obiettivo di Kyoto). Per colmare la distanza dall'obiettivo, il Piano Nazionale di Allocazione prevede una serie di misure nazionali che comportano riduzioni delle emissioni di 42,15 Mt CO<sub>2</sub> eq (32,7 Mt CO<sub>2</sub> eq riguardano settori non soggetti alla direttiva ET e 9,45 Mt CO<sub>2</sub> eq parti di settori ETS non soggetti alla direttiva). Altre misure per 10,65 Mt CO<sub>2</sub> eq sono individuate nei settori ETS soggetti alla direttiva e non vengono quindi conteggiati per il raggiungimento dell'obiettivo. L'utilizzo dei cosiddetti sink prevede un assorbimento di gas serra per 16,2 Mt CO<sub>2</sub> eq. Il sistema ET (con il Piano Nazionale di Allocazione per il secondo periodo 2008-2012) comporta 18,1 Mt CO<sub>2</sub> eq e il ricorso ai meccanismi flessibili per 19,0 Mt CO<sub>2</sub> eq, come riportato in tabella 3.8.

Tabella 3.8 – Misure di riduzione previste dal Piano Nazionale di Allocazione (Mt CO<sub>2</sub> eq)

Misure nazionali	42,15
Misure settori non soggetti alla direttiva ETS	32,70
Misure settori ETS non soggetti alla direttiva	9,45
Sink	16,20
ETS	18,10
Totale	76,45
Meccanismi flessibili (MF) (CDM JI)	19,00
<b>TOTALE</b>	<b>95,45</b>

Per l'attuazione del Protocollo di Kyoto sono state recentemente varate misure di revisione e recepimento di direttive europee (rendimento energetico edifici, cogenerazione); altre misure sono previste nella legge finanziaria 2007 (incentivi, detrazioni fiscali, recepimento di misure di direttive europee e costituzione di fondi nuovi e di riorientamento di fondi esistenti). Le misure e gli effetti previsti sono descritti nel seguito con riferimento ai rispettivi settori di incidenza.

### **Settore elettrico (industria energetica)**

Si considerano già acquisiti 3200 MW da cicli combinati, 2300 MW da nuova capacità di import elettrico e 2800 MW da fonti rinnovabili, con una riduzione complessiva di 26 Mt CO<sub>2</sub> eq, come riportato nella delibera CIPE del 2002. Per le nuove misure, si considerano una produzione da fonti rinnovabili con una riduzione di 5,5 Mt CO<sub>2</sub> eq e una riduzione di 8 Mt CO<sub>2</sub> eq per piccola e media cogenerazione distribuita ad alto rendimento di elettricità, calore e freddo. Di questi valori, tenendo conto che la maggior parte del settore è soggetto alla direttiva ET, solo le quote rispettivamente pari a 2,75 e 4 Mt CO<sub>2</sub> eq possono essere considerate come contributo alla copertura del gap. Non si tiene conto, invece, della riduzione della domanda elettrica dovuta agli effetti dei decreti sull'efficienza energetica, per la quota parte elettrica, le cui riduzioni di emissioni vengono ancora contabilizzate nel settore civile e nel settore industriale. Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile si può osservare che il valore proposto di generazione da fonti rinnovabili, pari a circa 83 TWh al 2010, rende necessario un potenziamento o un cambiamento dell'attuale struttura di incentivazione del settore.

Per la cogenerazione, i valori proposti possono risultare elevati, soprattutto se riferiti unicamente alla media e micro cogenerazione, come riportato nel PNA. Non si tiene conto del contributo che potrebbe fornire la cogenerazione connessa al teleriscaldamento. Il fondo di rotazione istituito nella legge finanziaria, se da un lato indica un'attenzione alla promozione di queste tecnologie, per la quota parte che può essere dedicata alla micro cogenerazione e alla piccola cogenerazione con fonti rinnovabili, risulta insufficiente a raggiungere l'obiettivo proposto: tale fondo dovrebbe essere aumentato e mantenuto per tutto il periodo 2008-2012. Per la cogenerazione di taglie maggiori è stato presentato uno schema di decreto legislativo per il recepimento della direttiva europea, che prevede il riconoscimento dei certificati bianchi, un meccanismo probabilmente sufficiente per la cogenerazione industriale, ma insufficiente a promuovere la cogenerazione connessa al teleriscaldamento, che deve sopportare gli oneri di una rete di distribuzione del calore.

Andrebbe infine sviluppato il contributo che può apportare il solare termico, in termini di minore produzione di acqua calda da scaldabagni elettrici: misura prevista nella legge finanziaria per il 2007 e nella proposta di revisione del decreto legislativo sul rendimento energetico degli edifici.

### **Settore civile**

I valori riportati nel PNA considerano già acquisite riduzioni di emissioni per 6,3 Mt CO<sub>2</sub> eq dovute ai decreti sull'efficienza energetica del luglio 2004, per il periodo 2005-2009. Questi decreti, revisionando i precedenti decreti del 24 aprile 2001, hanno spostato il periodo di riferimento dal 2002-2006 al 2005-2009, con una posticipazione, quindi, del contributo e dell'efficacia ai fini della riduzione delle emissioni. Come detto precedentemente, parte di queste riduzioni (quelle dovute al risparmio di energia elettrica), dovrebbero essere assegnate in parte al settore industria elettrica, in parte al settore industriale e al settore trasporti (per questo ultimo settore in realtà si tratta di una quota molto bassa). Questo è importante, soprattutto per la quota di attribuzione al settore industria elettrica, in quanto può influire sui criteri di assegnazione dei tetti di emissione per il termoelettrico nel sistema ETS.

Per le nuove misure si prevede il prolungamento di questi decreti con un contributo di riduzione di 6,5 Mt CO<sub>2</sub> eq. Si può osservare a questo proposito che il valore di 6,5 Mt comporta un leggero aumento degli obblighi previsti ad oggi. Il settore civile sembra pertanto potere offrire un maggiore contributo agli obiettivi nazionali di contenimento delle emissioni climalteranti, anche attraverso un aumento degli obiettivi di incremento dell'efficienza energetica attraverso il meccanismo dei certificati bianchi.

In finanziaria 2007 sono previste alcune misure di incentivazione per frigoriferi, congelatori e illuminazione, che possono giustificare un incremento di questi obiettivi. Inoltre, nel settore civile, sono previste riduzioni delle emissioni dovute alla proposta di revisione del decreto sul rendimento energetico degli edifici, per un valore di 5 Mt CO<sub>2</sub> eq, valore che appare però sovradimensionato tenendo conto degli obiettivi di risparmio di cui sopra e anche delle pur valide forme di incentivazioni previste in finanziaria sulla riqualificazione degli edifici esistenti e sugli edifici di nuova costruzione.

### **Settore trasporti**

I dati riportati nel PNA considerano già acquisite riduzioni per 4,6 Mt CO<sub>2</sub> eq, valore inferiore a quanto previsto nella delibera CIPE del 2002. Per le nuove misure sono previste riduzioni per complessive 19,5 Mt CO<sub>2</sub> eq da ottenersi attraverso: sostituzione di autoveicoli inquinanti con autoveicoli meno inquinanti (9 Mt CO<sub>2</sub> eq), misure infrastrutturali (4,5 Mt CO<sub>2</sub> eq) e utilizzo di biocarburanti (6 Mt CO<sub>2</sub> eq).

Per quanto riguarda gli autoveicoli inquinanti, la misura prevede la sostituzione nel periodo 2007-2011 delle auto circolanti immatricolate prima del 1996 che hanno emissioni superiori a 145 g CO<sub>2</sub>/km con auto a emissioni inferiori. Con questa misura, cui manca uno strumento normativo di attuazione se si escludono i pur validi incentivi proposti in finanziaria, e tenendo conto dei tempi di ricambio del parco auto, difficilmente si riesce ad ottenere una riduzione di 9 Mt CO<sub>2</sub> eq. Questo valore potrebbe essere rivisto e approfondito, tenendo conto che il settore dei trasporti è uno dei principali settori di emissione nazionali, e che il piano di azione europeo sull'efficienza energetica<sup>12</sup> prevede un obiettivo al 2012 di 120 g CO<sub>2</sub>/km.

Anche le riduzioni dovute alle misure infrastrutturali non sono supportate da adeguati strumenti normativi e risorse finanziarie. La legge finanziaria prevede un fondo per la mobilità sostenibile pari a 90 milioni di euro l'anno per il periodo 2007-2009, finalizzato al miglioramento della qualità dell'aria nelle aree urbane e al potenziamento del trasporto pubblico. Questo fondo, per obiettivi ed entità, può coprire solo in parte il raggiungimento dell'obiettivo. Un ulteriore fondo utilizzabile, previsto in finanziaria, è quello per la competitività e lo sviluppo, dove sono previsti interventi per la mobilità sostenibile.

Infine il contributo dei biocarburanti alla riduzione di emissioni potrebbe essere superiore, tenendo conto degli obiettivi e delle incentivazioni previste nella legge finanziaria 2007.

### **Settore industria**

La delibera CIPE del 2002 non prevedeva misure specifiche per il settore industriale. Probabilmente si riteneva che gli interventi nel settore fossero compresi nei decreti sull'efficienza energetica.

Le nuove misure approvate con la legge finanziaria 2007, o in discussione in Parlamento, oltre al prolungamento dei decreti di efficienza energetica, prevedono una misura specifica riguardante la sostituzione dei motori industriali con motori ad alta efficienza per un totale di 3,6 Mt CO<sub>2</sub> eq. Questo valore si riferisce alle attese ricadute degli incentivi previsti in finanziaria per l'acquisto e sostituzione di motori e il fondo di rotazione Kyoto al quale è opportuno aggiungere un ulteriore potenziale per l'utilizzo di variatori di frequenza per i componenti elettrici industriali.

### **Settori ETS**

Dopo il primo periodo di allocazione 2005-2007, che ha visto a livello europeo la sovra-allocazione di emissioni in alcuni paesi e la sotto-allocazione in altri, è in fase di approvazione il Piano per il secondo periodo 2008-2012. Il piano è stato inoltrato nel dicembre 2006 alla Commissione europea per approvazione.

Nel documento consegnato, a livello nazionale è stato assegnato, ai settori sottoposti alla direttiva (in pratica termoelettrico, raffinazione e parte dei settori industriali), un tetto medio annuo nel periodo pari a 209 Mt CO<sub>2</sub> eq, suddiviso in 116,5 per il termoelettrico e 92,5 Mt CO<sub>2</sub> eq per i settori non termoelettrici (valori comprensivi delle quote per i nuovi entranti).

---

<sup>12</sup> Action Plan for Energy Efficiency COM(2006)545 final.

Per la definizione dei tetti di emissione degli impianti termoelettrici esistenti è stata utilizzata la metodologia di 3 benchmark differenziati per combustibile:

Gas naturale	0,358 kg CO <sub>2</sub> /kWh
Olio	0,613 kg CO <sub>2</sub> /kWh
Carbone	0,757 kg CO <sub>2</sub> /kWh

Per gli impianti CIP6 cogenerativi fino alla durata della Convenzione è stato utilizzato il benchmark del gas 0,358 kg CO<sub>2</sub> /kWh per 1800 ore/anno, mentre per gli impianti CIP6 non cogenerativi e CIP6 cogenerativi dopo la fine della Convenzione, non essendoci il vantaggio tariffario, l'assegnazione è stata effettuata seguendo le regole generali relative alla categoria/combustibile di appartenenza dell'impianto. Questa impostazione del piano di allocazione si tradurrà in un incremento dei costi del programma CIP6 nelle tariffe finali.

Un impianto CIP6 in convenzione infatti produce mediamente per circa 7000 ore anno ed ha coefficienti di emissione spesso ben superiori al benchmark del gas naturale, si pensi ad esempio ai gas di raffineria. I costi d'acquisto delle quote mancanti da parte dell'operatore CIP6, corrispondenti alla differenza tra le emissioni assegnate e quelle effettivamente rilasciate in atmosfera, per il prezzo della quota di CO<sub>2</sub> nel mercato del 2008-2012, verrà direttamente scaricata nella componente tariffaria A3.

Inoltre, una quota parte dei 209 Mt CO<sub>2</sub> pari a 12 Mt CO<sub>2</sub> sarà assegnata a titolo oneroso. Di questi 10,3 Mt CO<sub>2</sub> al settore termoelettrico (solo carbone sia esistenti che nuovi entranti), che corrisponde a circa 2200 MW di potenza installata e 13 TWh di energia elettrica e 1,7 Mt CO<sub>2</sub> ai settori non termoelettrici.

L'impatto del sistema ETS nazionale sulla riduzione della distanza dall'obiettivo di Kyoto viene valutato in 18,1 Mt CO<sub>2</sub> eq.

### **Assorbimento del carbonio**

L'assorbimento di carbonio da parte del sistema agroforestale a seguito degli accordi di Nairobi è stato valutato in 16,2 Mt CO<sub>2</sub> eq. Di questi 10,2 Mt CO<sub>2</sub> eq riguardano la gestione forestale, altri 4 Mt CO<sub>2</sub> eq riguardano altre attività legate alle foreste esistenti. Più difficile risulta l'acquisizione delle altre 2 Mt CO<sub>2</sub> eq dovute a misure di nuova forestazione, a causa dell'elevato costo iniziale della realizzazione di nuove foreste rispetto al basso contributo che queste possono fornire nel periodo 2008-2012. Infatti, rispetto al contributo di riduzione di carbonio relativo al fine turno dell'impianto, valutato in circa 30 Mt CO<sub>2</sub> eq, il contributo per il periodo di riferimento è valutabile in 2 Mt CO<sub>2</sub> eq. Si tratterebbe quindi di un investimento oneroso ma che andrebbe a incidere anche sul periodo post-Kyoto.

### **Meccanismi flessibili**

Uno degli aspetti più importanti in discussione riguarda il contributo dei meccanismi flessibili al raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto. Ovvero quante iniziative bisogna effettuare fuori dai confini nazionali per raggiungere l'obiettivo. I criteri per definire questa scelta sono ampi e molto complessi. Essi vanno dal costo opportunità di ogni singola misura, alla possibilità di innovazione del sistema produttivo nazionale attraverso interventi fatti in Italia, alla innovazione del sistema industriale, legato alla potenzialità di esportazione di prodotti e manufatti nazionali, alla opportunità di creare nuova occupazione. Le indicazioni ufficiali a livello istituzionale si basano sull'indicazione di massimizzare gli interventi nazionali.

Dai dati sopra esposti la riduzione delle emissioni associata ai meccanismi flessibili viene valutata pari a 19 Mt CO<sub>2</sub> eq che corrisponde a un contributo di circa il 20% alla copertura della distanza dall'obiettivo di Kyoto. In realtà ad un esame più accurato il contributo dei meccanismi flessibili rischia di essere superiore. Bisogna infatti tenere conto che già sono state ritenute come acquisite riduzioni di emissione da interventi con meccanismi flessibili pari a 4,5 Mt CO<sub>2</sub> eq previste dalla seconda delibera CIPE e che quindi sono aggiuntive rispetto alle 19 Mt CO<sub>2</sub> eq. Inoltre si deve tenere conto che il PNA, a recepimento della normativa ET, prevede la possibilità di effettuare riduzioni di emissioni per una quota massima pari al 25% del tetto assegnato all'Italia attraverso meccanismi flessibili.

Per tale motivo diventa difficile valutare ex ante il ricorso a questa opzione da parte dei soggetti interessati (il tetto assegnato all'Italia ai settori ETS è pari a 209 Mt CO<sub>2</sub>).

Bisogna ancora tenere conto della difficoltà di realizzare iniziative con i meccanismi flessibili con i paesi dell'Est Europa e i paesi in via di sviluppo, vista la loro non ancora adeguata *capacity building*, come denota anche la realizzazione ad oggi di sole 4,5 Mt CO<sub>2</sub> eq delle 12 previste dalla delibera CIPE del 2002. Infine, anche se le indicazioni riportate nell'ultima finanziaria e l'accelerazione del recepimento delle direttive europee vanno nella direzione di un potenziamento delle misure nazionali, il quadro complessivo della normativa di sostegno delle misure, il ritardo nella diffusione delle fonti rinnovabili e dello sviluppo del sistema dei certificati verdi rispetto ai tempi previsti, nonché la mancanza di un'effettiva apertura di un mercato dell'efficienza energetica e della finanza ad esso associata rischiano di aumentare il ricorso all'acquisto di diritti di emissione.

### **L'impegno economico**

La valutazione dell'impegno economico per il raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto risulta molto complessa, sia per la quantità e diversità degli attori interessati, sia perchè diversi sono i soggetti su cui ricadono gli oneri e i benefici.

Nella seconda metà del 2005 il prezzo di 1 tonnellata di CO<sub>2</sub> veniva valutato in un intervallo compreso tra 20-25 €/t CO<sub>2</sub>; nella prima metà del 2006 il prezzo si aggirava in un intervallo compreso tra 25-30 €/t CO<sub>2</sub>, con un allineamento dei due prezzi, spot e future. Tra giugno e settembre 2006 si è registrata una diminuzione del prezzo in un intervallo compreso tra 15-20 €/t CO<sub>2</sub>, con un leggero disallineamento dei due prezzi, e con il valore del future maggiore. Nell'ultimo periodo, il disallineamento è cresciuto. Il valore del prezzo spot è sceso a 5-10 €/t CO<sub>2</sub>, mentre il *future* si è mantenuto a valori compresi tra 15-20 €/t CO<sub>2</sub>. Evidentemente sul prezzo spot ha inciso la sovra-allocazione di alcuni Stati dei tetti di emissioni nello schema europeo ET del periodo 2005-2007.

Il costo degli interventi di riduzione del carbonio nel settore agroforestale viene valutato complessivamente nei 5 anni a 528,5 milioni €, per una riduzione di 16,2 Mt CO<sub>2</sub> eq. Di questi, 500 milioni di € afferiscono a misure di nuova forestazione con un beneficio complessivo a fine turno dell'impianto di 30 Mt CO<sub>2</sub> eq, mentre il contributo per il periodo 2008-2012 viene valutato in 2 Mt CO<sub>2</sub> eq (nella valutazione si tiene conto dell'investimento complessivo).

Il costo degli interventi nazionali può oscillare a seconda dei settori di intervento e della incisività di un quadro normativo organico e di respiro strategico. In questa valutazione viene utilizzato un intervallo compreso tra 20-30 €/t CO<sub>2</sub> eq che tiene conto delle indicazioni di mercato e delle incertezze dovute alla distanza dal periodo 2008-2012<sup>13</sup>.

I costi degli interventi legati ai meccanismi flessibili che, come detto, risentono della difficoltà di realizzazione di questi interventi e della loro effettiva contabilizzazione, vengono valutati intorno ai 5-10 €/t CO<sub>2</sub>. Considerando questi fattori, una valutazione di massima comporta un impegno economico compreso tra 6,5 e 10 miliardi € nell'intero quinquennio (2008-2012), pari ad un impegno annuale compreso tra 1,3 e 2 miliardi di €. Si sottolinea che considerando solo i fondi previsti dalla finanziaria 2007, si ha un impegno per il triennio 2007-2009 di circa 1 miliardo di €, pari a circa 330 milioni di €/annui per il triennio 2007-2009. A questo bisogna correlare il beneficio che si ottiene da una bolletta energetica più bassa, dovuto ad una minore spesa per importazioni di energia. Gli interventi nazionali da un lato hanno costi superiori, ma dall'altro possono rappresentare una opportunità di innovazione e maggiore occupazione.

Gli interventi all'estero da un lato hanno un costo inferiore, ma hanno anche una maggiore difficoltà di realizzazione e possono essere valutati positivamente solo se rappresentano una opportunità per il sistema produttivo di esportare tecnologia e capacità realizzative. Complessivamente si può dire che il problema risiede nella capacità di interpretare gli impegni per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto non solo in termini di costo per il sistema ma come una opportunità per il Paese, in termini di sviluppo dell'innovazione del sistema produttivo nazionale, crescita della competitività e aumento dell'occupazione.

---

<sup>13</sup> Anche se in alcuni documenti vengono riportati costi che si aggirano attorno ai 10 €/tCO<sub>2</sub> eq (PNR 2002 et al).

## 3.2. Consumo di energia nei settori di uso finale

### 3.2.1 Il settore Civile (residenziale e terziario)

Nel periodo 2000-2005 si è registrato un aumento dei consumi finali di energia del settore pari al 18% (tabella 3.9).

Tabella 3.9 – Consumi di energia nel settore civile per fonte. Anni 2000-2005 (ktep)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	variazione 2000-2005
Energia elettrica	10.589	10.870	11.331	11.925	12.273	12.653	19%
Gas	20.697	21.548	20.920	23.519	24.472	26.525	28%
Prodotti petroliferi	6.833	6.983	6.578	6.515	6.122	6.098	-11%
<i>GPL</i>	<i>2.203</i>	<i>2.158</i>	<i>2.105</i>	<i>2.212</i>	<i>2.158</i>	<i>2.224</i>	1%
<i>Gasolio</i>	<i>4.306</i>	<i>4.481</i>	<i>4.145</i>	<i>3.982</i>	<i>3.710</i>	<i>3.628</i>	-16%
<i>Olio combustibile</i>	<i>323</i>	<i>343</i>	<i>328</i>	<i>321</i>	<i>254</i>	<i>245</i>	-24%
Carbone	65	75	17	17	9	17	-74%
Totale fossili	27.595	28.606	27.515	30.051	30.603	32.630	18%
Legna (*)	1.154	1.234	1.067	1.132	1.353	1.252	8%
Totale usi finali (**)	39.338	40.709	39.913	43.108	44.229	46.535	18%

(\*) In aggiunta, si stima un consumo di legna non commerciale di circa 3,4 Mtep.

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

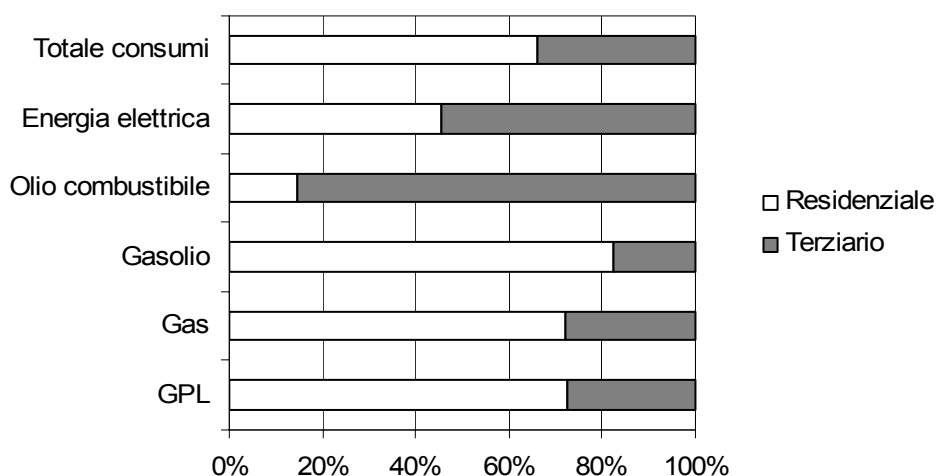
(\*\*\*) Dati provvisori.

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Da un'analisi per fonte emerge un'inversione di tendenza nell'utilizzo del carbone che, pur riducendosi nell'intero periodo di riferimento del 74%, fa segnare nel 2005 un raddoppio rispetto al 2004 tornando al livello di consumi del 2002 e 2003. Continua a crescere l'uso del gas naturale e dell'energia elettrica, che fanno segnare nel 2005 un aumento complessivo rispettivamente del 28% e del 19% rispetto all'anno 2000.

La figura 3.9 mostra la ripartizione dei consumi energetici del settore civile tra residenziale e terziario nel 2005 per fonte energetica.

Figura 3.9 – Ripartizione dei consumi energetici tra residenziale e terziario per fonte. Anno 2005 (%)



Fonte: elaborazioni su dati MSE

### 3.2.1.1 Il settore Residenziale

L'anno 2005 fa registrare un aumento dei consumi del settore residenziale del 16% circa rispetto al 2000 attestandosi intorno ad un valore di quasi 31 Mtep. Tale incremento, a livello di singole fonti energetiche, si traduce sostanzialmente in un aumento del consumo di gas naturale e di energia elettrica rispettivamente del 29% e del 10% mentre continua a diminuire il consumo degli altri idrocarburi che fanno segnare dal 2000 una riduzione rispettivamente pari all'87% (carbone), 37% (olio combustibile), 16% (gasolio). Contenuto invece l'aumento del GPL, intorno al 2% sull'intero periodo (tabella 3.10).

Tabella 3.10 – Consumi di energia nel settore residenziale per fonte (ktep)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	variazione 2000-2005
Energia elettrica	5.256	5.294	5.414	5.591	5.727	5.756	10%
Gas naturale	14.841	15.391	15.127	16.994	17.686	19.182	29%
Prodotti petroliferi	5.192	5.311	4.997	4.934	4.666	4.643	-11%
<i>GPL</i>	1584	1562	1530	1601	1565	1610	2%
<i>Gasolio</i>	3551	3692	3415	3282	3063	2997	-16%
<i>Olio combustibile</i>	57	57	52	50	39	36	-37%
Carbone	58	67	15	15	9	8	-86%
Totale fossili	20.090	20.769	20.140	21.943	22.362	23.833	19%
Legna	1.146	1.225	1.059	1.125	1.348	1.246	9%
Totale usi finali (*)	26.491	27.287	26.613	28.659	29.437	30.835	16%

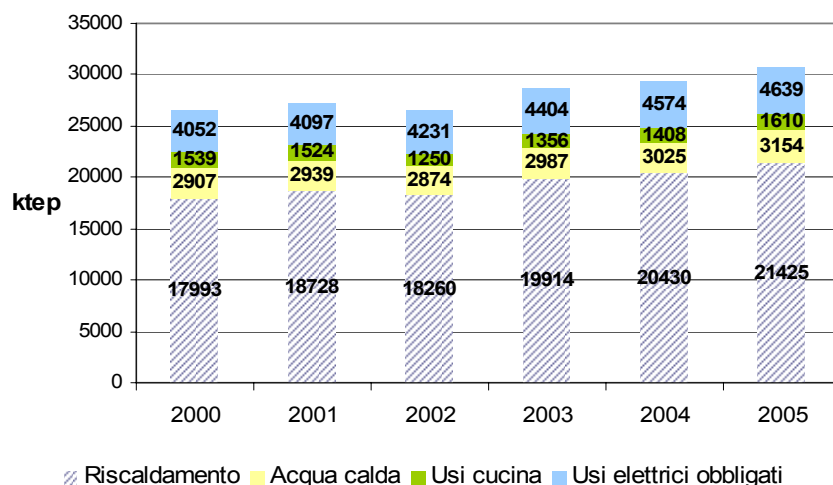
(\*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazioni su dati MSE

Gas naturale ed energia elettrica soddisfano nel 2005 quasi l'81% del totale dei consumi del settore residenziale, seguono il gasolio, la cui incidenza sul totale dei consumi risulta pari al 9,7%, GPL e legna con una incidenza sul totale pari rispettivamente al 5,2% e al 4%.

In termini di funzione d'uso la domanda energetica del settore, nel 2005, è prodotta per quasi il 70% dal riscaldamento, per il 15% da usi elettrici obbligati, per il 10% dalla produzione di acqua calda e per il rimanente 5% dagli usi cucina (figure 3.10 e 3.11).

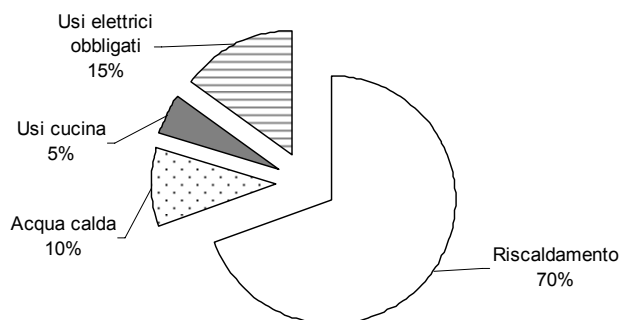
Figura 3.10 – Trend consumi finali energia nel settore residenziale. Anni 2000-2005 (ktep)



Fonte: elaborazioni su dati MSE



Figura 3.11 – Consumi finali di energia nel settore residenziale per categoria d'uso. Anno 2005 (%)



Fonte: elaborazioni su dati MSE

Tabella 3.11 – Consumi finali energia per riscaldamento per fonte. Anni 2000-2005 (ktep)

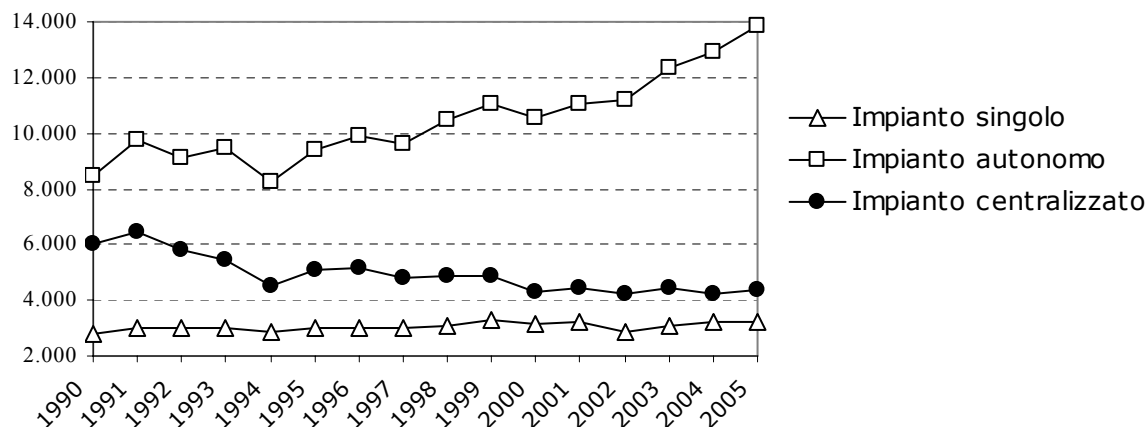
	2000		2004		2005		variaz. 2000-2005
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	
<b>Energia elettrica</b>	156	0,9%	175	0,9%	178	0,8%	14%
<b>Gas</b>	12.300	68,4%	15.031	73,6%	16.152	75,4%	31%
<b>Prodotti petroliferi</b>	4.340	24,1%	3.868	18,9%	3.849	18,0%	-11%
<i>GPL</i>	994	5,5%	975	4,8%	995	4,6%	0%
<i>Gasolio</i>	3.291	18,3%	2.856	14,0%	2.819	13,2%	-14%
<i>Olio combustibile</i>	55	0,3%	37	0,2%	35	0,2%	-36%
<b>Carbone</b>	52	0,3%	8	0,0%	0	0,0%	-100%
<b>Totale fossili</b>	16.692	92,8%	18.906	92,5%	20.000	93,3%	20%
<b>Legna</b>	1.145	6,4%	1.348	6,6%	1.246	5,8%	9%
<b>Totale consumi (*)</b>	<b>17.993</b>	<b>100,0%</b>	<b>20.430</b>	<b>100,0%</b>	<b>21.425</b>	<b>100,0%</b>	<b>19%</b>

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

Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

Come mostrato nella tabella 3.11, tali consumi sono soddisfatti principalmente dall'utilizzo di gas naturale, la cui incidenza sul totale dei consumi complessivi per riscaldamento è passata dal 53% del 1990 al 75% del 2005. Il gasolio nel 2005 copre il 13% del totale dei consumi per riscaldamento, seguono legna e GPL che coprono rispettivamente il 5,6% e il 4,6% del totale. Analizzando i consumi per riscaldamento in base alla tipologia di impianto emerge la forte diminuzione dei consumi degli impianti centralizzati dal 1990 al 2005 (-27%), diminuzione compensata da un forte aumento nei consumi degli impianti autonomi (+64% nel medesimo arco temporale); in leggero aumento anche i consumi degli impianti singoli (+15,4% dal 1990 al 2005). La figura 3.12 mostra l'andamento dei consumi per riscaldamento distinti per tipologia di impianto nell'arco temporale 1990-2005.

Figura 3.12 – Consumi finali di energia per tipologia di impianto di riscaldamento. Anni 1990-2005



Fonte: elaborazioni su dati MSE

Tabella 3.12 – Consumi di energia per produzione di acqua calda per fonte (ktep)

	1990		1995		2000		2004		2005	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	906	32.3%	950	33.3%	929	32.0%	868	28.7%	833	26.4%
Gas naturale	1312	46.7%	1476	51.7%	1602	55.1%	184	6.1%	2031	64.4%
Prodotti petroliferi	581	20.7%	422	14.8%	372	12.8%	316	10.4%	289	9.2%
-GPL	92	3.3%	104	3.6%	109	3.7%	107	3.5%	109	3.5%
-Gasolio	476	17.0%	315	11.0%	260	8.9%	206	6.8%	178	5.6%
-Olio combustibile	12	0.4%	3	0.1%	2	0.1%	2	0.1%	2	0.1%
Carbone	8	0.3%	9	0.3%	4	0.1%	1	0.0%	0	0.0%
Totale fossili	1901	67.7%	1907	66.7%	1978	68.0%	2157	71.3%	2321	73.6%
<b>Totale usi finali (*)</b>	<b>2807</b>	<b>100.0%</b>	<b>2857</b>	<b>100.0%</b>	<b>2907</b>	<b>100.0%</b>	<b>3025</b>	<b>100.0%</b>	<b>3154</b>	<b>100.0%</b>

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

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

I consumi di energia per la produzione di acqua calda, come appare evidente dai dati riportati nella tabella 3.12, sono cresciuti lentamente negli ultimi anni. Dal 2000 al 2005 tali consumi infatti sono passati da 2,9 Mtep a 3,1 Mtep. Nonostante la diminuzione nell'impiego di energia elettrica, va evidenziato come tale fonte nel 2005 rappresenti ancora il 26,4% del totale dei consumi energetici per acqua calda. È il gas naturale la fonte maggiormente utilizzata: nel 2005 i consumi di gas per produrre acqua calda ammontano a 2031 ktep, pari al 64,4% del totale dei consumi. I consumi energetici per usi cucina sono diminuiti dal 1990 al 2005 del 3,4% attestandosi intorno ad un valore di circa 1,6 Mtep. Gas e GPL sono le due fonti energetiche che da sole soddisfano la quasi totalità della domanda: il gas copre il 62% dei consumi totali di energia per usi cucina, il GPL il 31% (tabella 3.13).

Tabella 3.13 – Consumi di energia per usi cucina per fonte (ktep)

	1990		1995		2000		2004		2005	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	125	7,5%	125	7,7%	118	7,7%	110	7,8%	106	6,6%
Gas naturale	989	59,3%	979	60,4%	939	61,0%	815	57,9%	999	62,0%
GPL	549	32,9%	513	31,6%	480	31,2%	483	34,3%	506	31,4%
Carbone	4	0,2%	3	0,2%	2	0,1%	0	0,0%	0	0,0%
Totale fossili	1543	92,5%	1496	92,3%	1421	92,3%	1298	92,2%	1505	93,5%
<b>Totale usi finali (*)</b>	<b>1668</b>	<b>100,0%</b>	<b>1621</b>	<b>100,0%</b>	<b>1540</b>	<b>100,0%</b>	<b>1408</b>	<b>100,0%</b>	<b>1610</b>	<b>100,0%</b>

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

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Dall'analisi dei consumi energetici del settore residenziale per funzione d'uso emerge il peso sempre maggiore che sono andati rivestendo i consumi per usi elettrici obbligati (tabella 3.14).

Tabella 3.14 – Consumi per usi elettrici obbligati

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Consumi (ktep)	3.371	3.696	4.052	4.097	4.231	4.404	4.574	4.639
Usi elettrici obbligati su totale consumi (%)	13,4	14,4	15,3	15,0	15,9	15,4	15,5	15,0
Usi elettrici obbligati su consumi elettrici famiglie (%)	74,3	75,1	77,1	77,4	78,1	78,8	79,9	80,6

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Dal 1990 al 2005 i consumi per usi elettrici obbligati aumentano del 37% passando da 3,4 Mtep a 4,6 Mtep. Nel 2005 gli usi elettrici obbligati costituiscono il 15% del totale dei consumi del settore residenziale e ben l'80,6% del totale dei consumi elettrici delle famiglie.

L'andamento dei consumi per usi elettrici obbligati è il risultato da un lato della sempre maggiore penetrazione di applicazioni elettriche nel settore residenziale e dall'altro dell'immissione sul mercato di tecnologie più efficienti dal punto di vista energetico.

### 3.2.1.2 Il settore Terziario

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 2005, pari a 15,7 Mtep, che corrispondono al 34% circa della richiesta complessiva del settore civile e all'11% circa del totale impieghi finali (tabella 3.15).

Nel 2005 si è registrata un aumento della domanda di energia del terziario del 6,1% rispetto all'anno precedente, aumento superiore a quello registratosi nel settore civile (+5,2%) e a fronte della stagnazione del valore aggiunto settoriale. La forte disparità nello sviluppo della domanda di energia e del valore aggiunto ha avuto come conseguenza un notevole aumento dell'intensità energetica del settore che è passata da 19,3 tep/milioni di euro nel 2004 a 20,4 tep/milioni di euro nel 2005, con un incremento di circa il 6%.

Tabella 3.15 – Consumi di fonti energetiche nel settore terziario (ktep). Anni 1990-2005

Fonti Energetiche	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Valori assoluti (ktep)</b>								
GPL	188	251	619	596	576	611	593	614
Gas	4,322	5,113	5,856	6,158	5,793	6,526	6,786	7,343
Gasolio	1,156	881	755	789	730	700	647	631
Olio combustibile	344	136	266	286	276	271	215	209
Carbone	20	18	7	8	1	1	0	0
Legna	5	7	9	9	7	7	5	5
Energia elettrica	3,441	4,248	5,333	5,576	5,917	6,334	6,546	6,897
<b>Totale</b>	<b>9,476</b>	<b>10,654</b>	<b>12,846</b>	<b>13,422</b>	<b>13,300</b>	<b>14,449</b>	<b>14,792</b>	<b>15,700</b>

\*\*energia elettrica a 860 kcal/kWh;

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

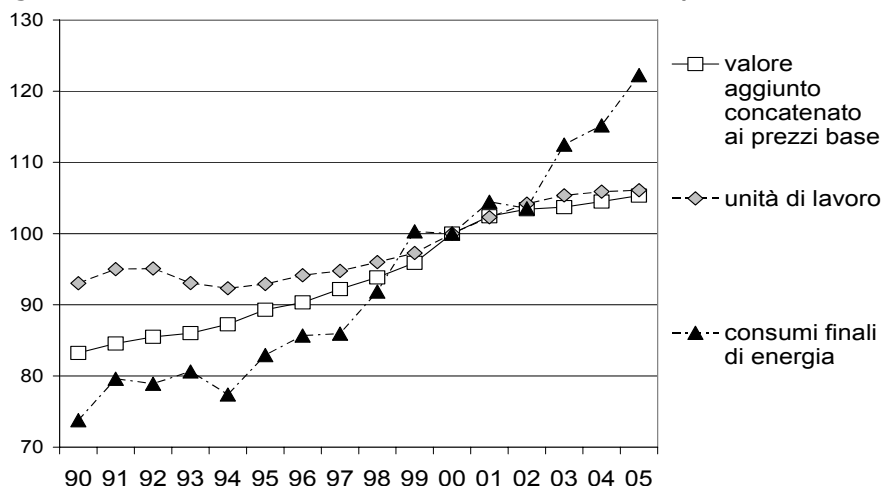
La struttura dei consumi finali del terziario nel 2005 mette in evidenza il ruolo dell'energia elettrica e del gas naturale, che insieme soddisfano più del 90% della domanda di energia. La dinamica recente di queste due fonti evidenzia una crescita lenta ma costante dell'energia elettrica e un andamento più erratico della domanda di gas naturale.

La spiegazione di questo andamento altalenante sembra in parte dovuto alle condizioni climatiche e al diffondersi dell'uso del gas naturale per il riscaldamento e il condizionamento nelle grandi unità locali (quali centri commerciali ed ospedali), ma anche con l'andamento del prezzo del gas.

Il gas naturale continua ad essere la principale fonte energetica con il 46,8% del consumo energetico totale del settore seguita dall'energia elettrica con il 43,9%. Nonostante la sua quota di consumo sia inferiore al gas, i consumi di energia elettrica sono più che raddoppiati nel periodo 1990-2005 (quasi il 7,0% annuo di incremento) contro un incremento di quasi il 70% del gas naturale (5% annuo).

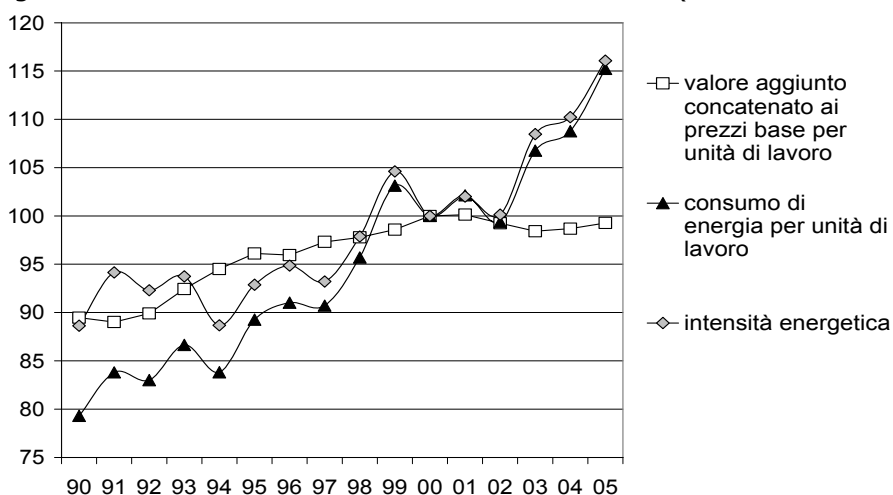
Il consumo di prodotti petroliferi è rimasto praticamente costante dopo tra il 2004 e il 2005, riducendo ulteriormente la quota relativa di consumo dei prodotti petroliferi (dal 9,8% al 9,2%). Il GPL è l'unica fonte che ha mostrato un andamento positivo (+6,1%), mentre sia il gasolio che l'olio combustibile hanno confermato la tendenza alla diminuzione già evidenziata negli anni precedenti.

Figura 3.13 – Alcuni indicatori del settore terziario (Numeri indice 2000=100)



Fonte: elaborazioni su dati MSE, ISTAT

Figura 3.14 – Alcuni indicatori del settore terziario (Numeri indice 2000=100)



Fonte: elaborazioni su dati MSE, ISTAT

Il consumo di energia elettrica nel 2005 ha subito un aumento del 5,3% rispetto all'anno precedente. Tutti i settori di attività del terziario hanno presentato un incremento dei consumi elettrici ad eccezione del settore Credito e assicurazioni.

La distribuzione dei consumi energetici è rimasta praticamente invariata (tabella 3.16): i servizi vendibili assorbono il 75,4% dei consumi totali, il solo settore Commercio rappresenta il 29,1% del totale, seguito da Alberghi, ristoranti e bar con il 15,4%.

Il settore Commercio è l'unico settore che presenta un aumento costante della quota di consumo.

Tabella 3.16 – Consumi di energia elettrica per settori di attività (GWh)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Commercio	13.797	14.749	15.632	16.359	17.520	18.992	20.141	21.471
Alberghi, ristoranti e bar	8.133	8.516	8.944	9.312	9.745	10.431	10.674	11.388
Credito e assicurazioni	2.340	2.410	2.411	2.440	2.463	2.572	2.587	2.520
Comunicazioni	2.751	2.849	3.115	3.337	3.278	3.583	3.671	3.681
Altri servizi vendibili	10.067	10.719	11.259	12.206	13.279	14.329	14.938	16.585
Totale servizi vendibili	37.088	39.243	41.361	43.654	46.284	49.906	52.011	55.644
Pubblica Amministrazione	3.234	3.364	3.453	3.500	3.604	3.898	3.971	4.040
Illuminazione pubblica	5.184	5.374	5.471	5.561	5.700	5.791	5.918	6.104
Altri servizi non vendibili	5.566	5.918	6.310	6.521	7.244	7.832	8.056	8.088
Totale servizi non vendibili	13.984	14.656	15.234	15.582	16.547	17.520	17.944	18.231
Totale	51.072	53.898	56.595	59.235	62.831	67.426	69.955	73.875

Fonte: TERNA

A seguito del decreto legislativo 79 del 16 marzo 1999, la quota di energia elettrica acquistata al mercato libero sul consumo totale è passata dal 2,7% nel 2000 al 31,2% nel 2005 (tabella 3.17).

Questa evoluzione è frutto dell'aumento del numero dei clienti idonei<sup>14</sup>, i quali riscontrano una convenienza economica nel ricorrere al mercato libero in cui il prezzo dell'energia elettrica è solo in minima parte costituito da una tariffa amministrata (attività di trasmissione) mentre il resto è determinato dai prezzi di mercato e da contratti bilaterali.

L'aumento del numero dei clienti idonei, per i quali la soglia di idoneità stabilita dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas nel 2003 è 100 MWh, è sintomo anche della crescita della dimensione delle unità locali del terziario.

Tabella 3.17 – Consumi di energia elettrica secondo modalità di acquisto\* (GWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Mercato libero	1.537	3.808	7.956	12.941	21.041	25.967
Mercato vincolato	54.675	54.867	54.427	54.033	57.806	57.139
Totale	56.211	58.674	62.383	66.974	78.847	83.106

\* Gli autoconsumi non sono inclusi

Fonte: TERNA

L'intensità elettrica nel 2005, come indicato nella successiva tabella 3.18, mantiene l'andamento crescente mostrato negli anni precedenti: +4,7% nel 2005 a fronte di un incremento medio annuo del 3,6% tra il 2000 e il 2004.

Gli indicatori in tabella 3.18 permettono anche di sottolineare lo sviluppo che il consumo di energia elettrica ha avuto nel periodo 1990-2005.

<sup>14</sup> Nel mercato elettrico viene definito cliente idoneo il soggetto che ha la capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore o distributore di energia.

Tabella 3.18 – Efficienza del settore terziario

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Unità di lavoro (migliaia)	12.745	12.729	13.149	13.325	13.700	14.014	14.275	14.436	14.507	14.536
Valore aggiunto concatenato ai prezzi base (milioni euro)	609.132	653.524	686.774	701.713	731.814	749.618	756.746	759.015	764.740	770.810
Consumo energetico per unità di lavoro (ktep)	0,743	0,836	0,897	0,966	0,937	0,957	0,931	1	1,019	1,08
Consumo elettrico per unità di lavoro (GWh)	2,8	3,5	3,9	4	4,1	4,2	4,4	4,7	4,8	5,1
Intensità energetica (tep/milioni euro)	15,5	16,3	17,2	18,4	17,5	17,9	17,6	19	19,3	20,4
Intensità elettrica (MWh/milioni euro)	65,7	77,6	74,4	76,8	77,3	79	83	88,8	91,5	95,8

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA, Enel, TERNA SpA, ISTAT

Dalla tabella si nota che il consumo elettrico per addetto ha subito un incremento dell'82% nel periodo 1990-2005, dovuto essenzialmente alla crescita del consumo a fronte di un aumento del 14% delle unità di lavoro.

Anche l'intensità elettrica ha subito un notevole incremento (+45,8%), sebbene inferiore a quello del consumo per unità di lavoro e bilanciato solo in parte dall'aumento del valore aggiunto del settore (+26,5%).

### L'intensità energetica nel settore Residenziale e Terziario<sup>15</sup>

Dopo un periodo di sostanziale stabilità (2000-2002), l'intensità energetica nel settore Terziario ha incominciato a crescere a ritmi più elevati, passando dai 17,6 tep/M€ del 2002 ai 20,4 tep/M€ del 2005 (+5,3% rispetto al 2004) (tabella 3.19). L'andamento dell'intensità energetica degli ultimi anni ha ricalcato l'andamento in crescita dei consumi energetici, aumentati solo nell'ultimo anno di 6,1% a fronte di un trend del valore aggiunto settoriale sostanzialmente stabile nel tempo (circa 0,8% media annua).

Tabella 3.19 – Intensità energetica del settore Terziario. Anni 2003-2005

	2003	Variazione 2003/2002 (%)	2004	Variazione 2004/2003 (%)	2005	Variazione 2005/2004 (%)
Valore Aggiunto	759.015 M€	+ 0,3	764.740 M€	+ 0,8	770.810 M€	+0,8
Consumi finali di energia:	14,4 Mtep	+ 8,6	14,8 Mtep	+ 2,4	15,7 Mtep	+6,1
- energia elettrica	6,3 Mtep	+ 7,0	6,5 Mtep	+ 3,4	6,9 Mtep	+5,4
- gas naturale	6,5 Mtep	+ 12,3	6,8 Mtep	+ 4,0	7,3 Mtep	+8,2
Intensità energetica	19,0 tep/M€	+ 8,3	19,3 tep/M€	+ 1,6	20,4 tep/M€	+5,3
Intensità elettrica	8,3 tep/M€	+ 6,7	8,6 tep/M€	+ 2,6	8,9 tep/M€	+4,5

Fonte: elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT

L'andamento crescente dei consumi energetici e delle intensità energetiche negli anni considerati è legato soprattutto all'andamento crescente dei consumi di gas naturale. Nel 2003, il consumo di gas è aumentato del 12,3% per effetto non solo delle condizioni climatiche, ma anche del diffondersi dell'uso del gas per il condizionamento nelle grandi unità locali.

<sup>15</sup> La somma del residenziale e dei servizi, qui riportata, non coincide con l'importo riportato nel BEN per il settore civile, ciò a causa di una diversa classificazione di alcuni dati afferenti alla pubblica amministrazione.

La crescita è proseguita nell'anno successivo ad un tasso del 4%, per poi aumentare in maniera più elevata nel 2005 facendo registrare un incremento dell'8,2%. Si rileva, inoltre, come i consumi energetici in tale settore mutano indipendentemente dalle variazioni del VA settoriale, ciò, probabilmente, per la bassa incidenza dei costi dell'energia sui costi finali del servizio.

Per il settore *residenziale*, il calcolo dell'intensità energetica ha come riferimento la spesa delle famiglie. Quest'ultima è il risultato della sommatoria di tre elementi distinti:

- la spesa per l'acquisizione di beni non durevoli (ad esempio: alimentari, vestiario ecc.);
- la spesa per l'acquisizione di beni durevoli (ad esempio: mobili, articoli di arredamento ecc.);
- la spesa per l'acquisizione di servizi (ad esempio: fitti, istruzione, prestazioni mediche, servizi alberghieri ecc.).

In particolare, la spesa per servizi ha registrato un trend costantemente crescente sebbene a ritmi alternati: +0,6% nel 2003, +1% nel 2004 e +0,2% nel 2005.

Le altre due componenti, pur avendo un trend sostanzialmente crescente, hanno registrato delle contrazioni. Nel complesso, tuttavia, le spese delle famiglie rivelano un trend crescente, sebbene a ritmi sempre più contenuti: +1% nel 2003, +0,5% nel 2004 e +0,1% nel 2005.

Dal 2000 al 2005, il consumo energetico del residenziale è cresciuto complessivamente del 16,4%, passando da 26,5 Mtep a 30,8 Mtep, nonostante una riduzione dei consumi nel periodo 2001-2002 del 2,5%. Particolarmente rilevante è l'incremento dei consumi energetici del settore nel 2003 (+7,7%), causato soprattutto dall'elevato consumo di energia legato a fattori climatici, e proseguito negli anni successivi. L'intensità energetica<sup>16</sup> ha fatto registrare, per tutto il periodo 2003-2005, un trend crescente che nel 2005 ha raggiunto i 42,4 tep/M€. Il trend dell'intensità energetica ha ricalcato l'evoluzione dei consumi, che solo nell'ultimo anno sono cresciuti del 4,7%, mentre la spesa delle famiglie è restata pressoché stabile (tabella 3.20).

Tabella 3.20 – Principali variabili del settore "Residenziale" ed intensità energetica. Anni 2003-2005

	2003	Vari- 2003/02 (%)	2004	Vari- 2004/03 (%)	2005	Vari- 2005/04 (%)
<i>Spese beni non durevoli</i>	230.175 M€	+1,6	229.104 M€	-0,5	230.698 M€	+0,7
<i>Spese per beni durevoli</i>	165.844 M€	-0,7	168.580 M€	+1,6	165.880 M€	-1,6
<i>Spese per servizi</i>	338.490 M€	+0,6	341.911 M€	+1,0	342.438 M€	+0,2
Spese delle famiglie*	722.865 M€	+1,0	726.805 M€	+0,5	727.228 M€	+0,1
Consumi finali di energia	28,7 Mtep	+7,7	29,4 Mtep	+2,7	30,8 Mtep	+4,7
Intensità energetica	39,6 tep/ M€	+6,6	40,5 tep/M€	+2,2	42,4 tep/M€	+4,7

\* Le spese delle famiglie non coincide con la somma delle spese per tipologia, perché tiene conto degli scambi avvenuti nel territorio italiano da famiglie non residenti (-) e degli scambi delle famiglie residenti fuori dal territorio nazionale (+).

Fonte: elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT

<sup>16</sup> A livello internazionale, per il settore residenziale, si utilizza come indicatore il rapporto tra i consumi energetici del settore sul numero delle unità abitative. Poiché, in Italia, i dati aggiornati delle abitazioni risalgono al 14° *Censimento della popolazione e delle abitazioni* del 2001, in questa sede si preferisce utilizzare come indicatore l'intensità energetica del settore, calcolata come rapporto tra i consumi energetici e le spese delle famiglie.

### 3.2.2 Il settore Trasporti

#### Quadro attuale

La rilevanza economica del settore trasporti è testimoniata dal suo contributo alla formazione del PIL, con una quota di circa il 10%. Il comparto che maggiormente contribuisce a definire il settore (fabbricazione di mezzi, commercio e riparazione di veicoli, servizi di trasporto) è quello delle attività di servizio, e più in particolare del servizio merci su strada, che da solo concorre per oltre il 24% del totale.

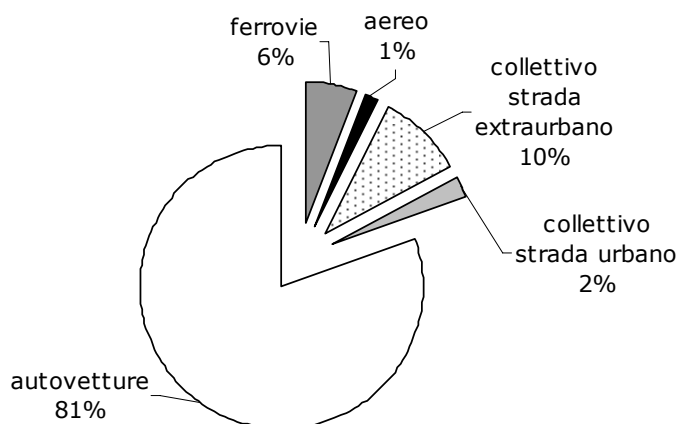
Questo settore coinvolge più di 2,4 milioni di unità di lavoro standard (dipendenti + indipendenti), ossia il 10% dell'intera economia nazionale. Nel settore delle famiglie, la spesa per trasporto (acquisto di mezzi, spese di esercizio dei mezzi e utilizzo di servizi di trasporto) incide pesantemente sui bilanci familiari, seconda solo alla voce "abitazioni". Tale spesa, che nel 2005 si aggirava su oltre 100 mila milioni di euro, rappresenta il 14% delle spese familiari e dal 1990 ad oggi ha registrato un incremento di quasi il 36%. A questo si aggiunga che l'indice dei prezzi al consumo del settore, per l'intera collettività nazionale, ha segnato nel decennio 1995-2005 un aumento del 30,8%, con tassi di crescita molto elevati tra il 1999 e il 2000 e nel recente biennio, in concomitanza di ripetuti rialzi delle materie prime energetiche, ben al di sopra dell'andamento dell'indice generale. Inarrestabile anche l'aumento dell'indice delle assicurazioni sui mezzi di trasporto, che nel 2005 ha raggiunto il livello record di 230,7 (1995=100), con un incremento nel decennio del 130%.

In questo settore la spesa pubblica è passata da 32.414 milioni di euro nel 2001 a 45.803 milioni di euro nel 2005, con un'incidenza sulle uscite totali della PA rispettivamente del 6,2% e del 7,4%. Le quote maggiori (il 77%) riguardano il comparto degli impianti fissi e della strada. Gli incrementi di spesa sono senz'altro dovuti alla crescita notevole delle spese degli Enti Territoriali e delle aziende di settore. I volumi di traffico, pur all'interno di un trend in crescita, nel 2005 hanno evidenziato un rallentamento sia nel comparto delle merci che dei passeggeri, ma soprattutto una flessione del traffico stradale, che per le merci è stato del 4% e per l'autotrasporto privato di passeggeri dell'1%.

#### Le aree di criticità della domanda

L'Italia è la nazione con la maggior concentrazione al mondo di veicoli a motore rispetto al numero degli abitanti. Nel 2004 la densità automobilistica ha raggiunto un rapporto di 1,69 abitanti per autovettura. Nella graduatoria europea dei paesi a maggior densità automobilistica, il nostro Paese precede infatti l'Islanda (1,73), la Germania (1,83), la Svizzera (1,93) e la Gran Bretagna - che è nella media europea - con un rapporto di 1,98 abitanti per autovettura. Come si vede in figura 3.15 la mobilità è assicurata prevalentemente dal trasporto su gomma, che nel 2005 ha rappresentato il 93% circa della modalità di trasporto in Italia.

Figura 3.15 - Struttura della mobilità (passeggeri) per modalità di trasporto (%). Anno 2005



Fonte: Ministero Infrastrutture e Trasporti

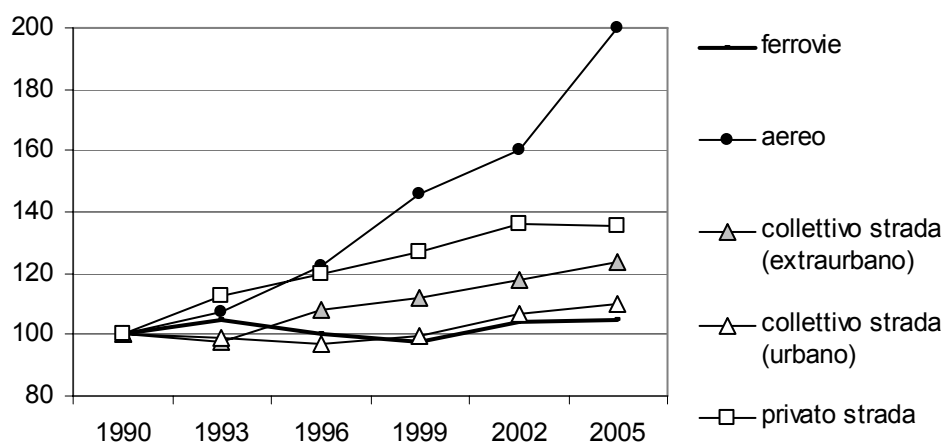


Per quanto riguarda la dotazione di infrastrutture, l'Italia dispone di oltre 179.000 km tra autostrade (6.500), strade statali ANAS (22.000), strade regionali e provinciali (151.000); di oltre 312.000 strade comunali extraurbane; di 400.000 strade comunali urbane; di circa 20.000 km di ferrovie; di 156 porti; di 98 scali aeroportuali. In questo sistema circolano oltre 48 milioni di veicoli, con una percorrenza media, per le autovetture, di circa 13.000 km all'anno e con uno spostamento interno di merci per oltre 240 miliardi di t\*km/anno.

Esiste un crescente distacco tra domanda e offerta di mobilità viaria: ad un incremento del parco circolante (+16,5% nel periodo 1997-2004) e ad un aumento ancora più rilevante del traffico autostradale (+25,1% in veicoli-km) ha infatti corrisposto una crescita della rete viaria molto limitata (5,6% di strade e solo 0,97% di autostrade).

A partire dal 1990, in un contesto di popolazione sostanzialmente stabile, si è assistito ad un sensibile incremento della mobilità dei passeggeri, che ha indotto una crescita dei consumi e delle emissioni di gas serra. Tale incremento è largamente imputabile all'uso del trasporto privato, in particolare delle auto private, perchè l'utilizzo delle autolinee è diminuito e quello del trasporto ferroviario è rimasto sostanzialmente stabile, mentre il forte incremento della mobilità nel settore aereo ha interessato una quota molto limitata sul totale dei trasporti passeggeri.

Figura 3.16 - Traffico passeggeri per modalità (1980=100)



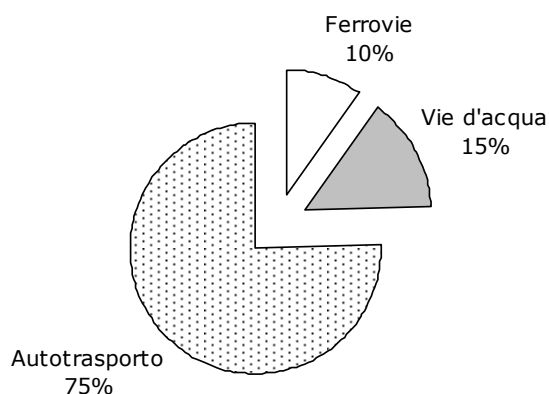
Fonte: Ministero Infrastrutture e Trasporti

Come abbiamo visto la modalità stradale prevale di gran lunga sulle altre e la struttura modale è rimasta pressoché immutata dal 1990. Anche il traffico generato dalle autovetture private si attesta su un valore pressoché costante intorno all'80% di quota. Negli ultimi dieci anni la mobilità è complessivamente cresciuta del 15% e ad un tasso nettamente superiore a quella ferroviaria pari al 7%.

In termini di passeggeri-km la domanda di mobilità delle persone è la più alta in Europa, superiore del 29% rispetto alla media europea. In particolare l'Italia è il paese con la più elevata percorrenza pro capite con veicoli a motore, 15.400 km/ab annui (+31% sulla media europea, +60% rispetto alla Germania). Non solo in Italia ma anche negli altri paesi europei la mobilità delle persone è basata principalmente sul mezzo privato, che copre circa l'82% della domanda.

Per quanto riguarda il trasporto delle merci, il traffico complessivo interno superiore ai 50 km, ha subito nel 2005 una flessione rispetto al 2004 del 3,3%. Anche in questo caso si evidenzia l'assoluta prevalenza del trasporto su strada, che, negli ultimi 15 anni, si è mantenuto tra il 73% e il 77% della quota totale di movimento merci. Nel 2005 il trasporto su gomma ha rappresentato circa il 75% del totale delle merci trasportate (figura 3.17).

Figura 3.17 – Mobilità delle merci per modalità di trasporto, valori percentuali, Italia 2005



Fonte: Ministero Infrastrutture e Trasporti

Nell'ultimo decennio il trasporto merci, che è cresciuto del +36% rispetto al 1990, viaggia quasi per intero su gomma: tra il 1990 e il 2005, l'82% dell'incremento della mobilità di merci è stata intercettata dal trasporto stradale. È proprio per questo che il settore dei trasporti rappresenta uno dei punti più critici in termini di impatto ambientale e un nodo centrale per la prevenzione dei cambiamenti climatici. Non solo perché assorbe una notevole quota dell'energia complessivamente consumata, ma perché la domanda di trasporto e i relativi consumi appaiono tendenzialmente in forte crescita.

Vengono di seguito riassunti alcune elementi di criticità che emergono da una analisi delle caratteristiche del sistema nazionale dei trasporti:

- forte squilibrio a favore del trasporto su gomma, dovuto ad una domanda di mobilità cresciuta a ritmi sostenuti (dal 1990 ad oggi pass-km +33% e t-km +14%) e grazie all'aumento generalizzato dei redditi delle famiglie, alle abitudini e stili di vita, alla dispersione delle residenze e degli insediamenti produttivi, ai processi di terziarizzazione e ai nuovi modi di organizzare la produzione;
- fenomeni di congestione, specie nelle aree metropolitane e nel loro hinterland, dove si concentrano 22 milioni di residenti (pari al 38,3% della popolazione) e dove si sviluppa circa il 90% degli spostamenti quotidiani (fonte ISFORT);
- consumi energetici in costante aumento, cresciuti, in termini di usi finali, dal 1990 al 2004, di 10,6 Mtep, pari al 31%;
- preoccupante incremento degli inquinanti atmosferici e delle emissioni di gas serra in quanto la maggiore efficienza del parco veicoli, conseguente al rinnovo del parco stesso, non è stata sufficiente a bilanciare la crescita del parco veicolare e delle percorrenze e l'aumento della cilindrata media delle autovetture (basti pensare che nel 2002 le auto di cilindrata inferiore ai 1200 cc rappresentavano il 39% del parco e solo tre anni dopo tale quota è scesa al 33%).
- bassi livelli di accessibilità ai servizi di trasporto collettivo urbano, dovuti all'insufficiente qualità (misurabile dalla caduta della domanda, diminuita del 9,6% nell'arco degli ultimi 20 anni) e ad una sotto-dotazione delle infrastrutture di trasporto, la cui densità, espressa in metri per ettaro, è di soli 6,6 metri.

## Energia e trasporti: principali dati di riferimento

Sul fronte del fabbisogno energetico, il settore trasporti ha registrato in Italia, dal 1990 al 2005 un aumento di circa il 31% (tabella 3.21). Gli impieghi finali sono cresciuti complessivamente di oltre 10 Mtep.

Tabella 3.21 – Bilancio di sintesi dell'energia nel settore trasporti (Mtep)

	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Gas	0,210	0,329	0,370	0,365	0,367	0,364	0,384
Petrolio	32,820	40,446	41,126	41,523	42,270	42,955	42,568
Rinnovabili			0,094	0,136	0,226	0,243	0,157*
En. Elettrica	0,580	0,732	0,737	0,771	0,814	0,826	0,853
TOTALE	33,610	41,507	42,327	42,795	43,677	44,388	43,962

Al netto dagli apporti da pompaggio

Fonte: Ministero Sviluppo Economico

Il settore trasporti dipende quasi totalmente dal petrolio, il cui consumo rappresenta nel settore il 97% del totale. Nel 2004 oltre il 95% dell'aumento annuale di energia riscontrato è dovuto ai prodotti petroliferi (+0,7 Mtep), seguiti dal gas naturale e, a distanza, dall'energia elettrica; il contributo delle fonti rinnovabili è stato anche nel 2004 irrilevante (0,243 Mtep).

Il 2005 ha registrato per la prima volta, dopo almeno 15 anni, un calo di impieghi che riguarda soprattutto la fonte petrolifera, e le fonti rinnovabili; il ricorso al metano e all'energia elettrica è, al contrario, in lieve crescita.

Analizzando i dati energetici del settore, rispetto alle modalità di trasporto, si rileva che la crescita più sostenuta dei consumi è avvenuta nel comparto stradale (tabella 3.22).

Tabella 3.22 – Consumi finali di energia per modalità di trasporto. Fonti primarie e secondarie (10<sup>9</sup>kcal)

	Ferrovie			Vie d'acqua			Strada			Aereo		
	1990	2004	2005	1990	2004	2005	1990	2004	2005	1990	2004	2005
GPL	0	0	0	0	0	0	14.762	12.166	11.319	0	0	0
Benzine	0	0	0	1.911	0	0	135.356	152.061	141.435	116	147	147
Carboturbo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18.959	35.963	37.471
Gasolio	1.999	1.173	989	1.999	2499	2499	153.082	225.542	231.815	0	0	0
En. Elettr.	4.822	4.585	4.737	371	22	25	575	3.560	3.675	0	92	94
Gas naturale	0	0	0	0	0	0	2.100	3.638	3.836	0	0	0
Rinnovabili	0	0	0	0	0	0	0	2.545	1.573	0	0	0
TOTALE	6.821	5.758	5.726	4.281	2.521	2.524	305.875	399.512	393.653	19.075	36.202	37.712

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

I consumi complessivi del trasporto stradale hanno conosciuto un trend in espansione di lungo periodo: dal 1990 ad oggi si è registrata una crescita in percentuale del 28,7% e in valore assoluto di 8,8 Mtep. Il 2005 ha però evidenziato, rispetto all'anno precedente, un sorprendente calo di consumi energetici del sistema stradale di -1,47%, contrapposto al sistema aereo (in crescita) e largamente svincolato dalle condizioni al contorno.

Non si tratta solo dell'andamento in valore assoluto dei consumi, legato soprattutto alle dinamiche economiche, ma anche della apparente immobilità dei consumi specifici rispetto alle variabili di traffico (tabella 3.23), fatto spesso in controtendenza in confronto a quanto accade in altri paesi in analoghe condizioni di sviluppo e al quadro generale del sistema dei trasporti in Italia (figura 3.18).

A tale riguardo è anche significativo l'esame dell'intensità energetica del PIL, calcolata semplicemente come rapporto tra consumo energetico e PIL stesso.

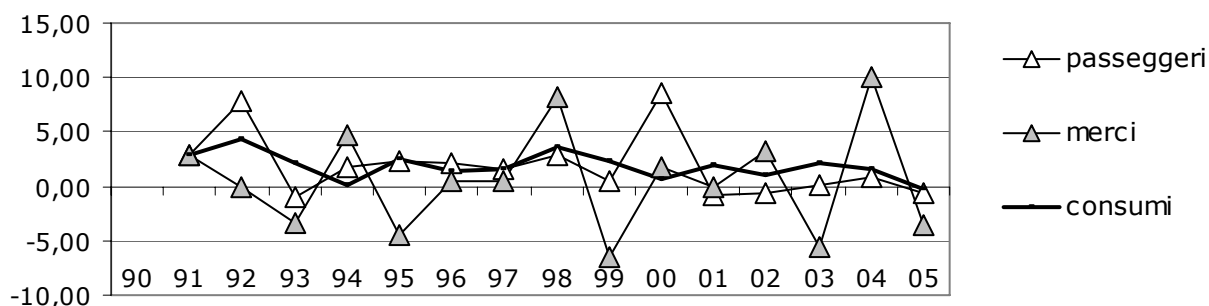
Tabella 3.23 – Consumi specifici del comparto stradale (gep/km)

	1990	1995	2000	2003	2004
veic-km merci su strada (a) (10 <sup>6</sup> km)	51.936	59.727	70.394	77.438	79.055
veic-km passeggeri su strada (10 <sup>6</sup> km)	299.666	357.000	383.000	420.703	418.749
veic-km totali su strada (10 <sup>6</sup> km)	<b>351.602</b>	<b>416.727</b>	<b>453.394</b>	<b>498.141</b>	<b>497.804</b>
consumi energetici su strada (ktep)	<b>30.587,5</b>	<b>34.743,7</b>	<b>37.555,8</b>	<b>39.198,8</b>	<b>39.951,9</b>
consumi specifici su strada (gep/km)	<b>87,0</b>	<b>83,4</b>	<b>82,8</b>	<b>78,7</b>	<b>80,3</b>

(a) I dati si riferiscono al traffico rilevato sulla rete autostradale, il solo disponibile in veic-km

Fonte: elaborazioni ENEA su dati del MIT

Figura 3.18 – Variazioni medie annue rispetto al 1990 della domanda di trasporto e dei relativi consumi energetici (%)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati del Ministero Sviluppo Economico

### Le politiche anti-traffico e anti-inquinamento

Relativamente al trasporto in ambito urbano, i Comuni con più di 30.000 abitanti hanno l'obbligo di predisporre un Piano Urbano del Traffico (PUT), per migliorare le condizioni della circolazione e contenerne le criticità, ai fini del rispetto ambientale e del risparmio energetico. Il Ministero dei Trasporti riferisce che il 77,6% dei Comuni capoluogo di Provincia ha adottato questo strumento di pianificazione previsto dal nuovo codice della strada. Tra le azioni di disciplina della circolazione si segnala il ricorso di quasi tutte le amministrazioni comunali alle Zone a Traffico Limitato (ZTL). Un'altra modalità di intervento riguarda la regolamentazione della sosta attraverso l'impiego di strumenti amministrativi ed economici. Si tratta principalmente dell'introduzione di misure di tariffazione della sosta nelle aree destinate al parcheggio, che tendono a contenere la sosta prolungata. I provvedimenti di tariffazione della sosta rappresentano non solo un primo segnale verso l'internalizzazione dei costi esterni in ambito urbano (congestione, inquinamento), ma anche un modo di disincentivare l'uso dell'auto privata a tutto vantaggio del trasporto pubblico, caratterizzato da un andamento sempre decrescente delle sue quote di mercato.

Sempre in ambito urbano, molti Comuni hanno introdotto tecnologie telematiche per il controllo del traffico cittadino. Si tratta di misure che riguardano principalmente la predisposizione di piani semaforici basati sull'analisi dei flussi di traffico, un sistema di controllo satellitare per la flotta dei veicoli adibiti al trasporto pubblico, un sistema di controllo automatico degli accessi alle ZTL, la tariffazione automatica e il monitoraggio della disponibilità di parcheggi, l'informazione all'utenza, tramite pannelli, dei tempi di viaggio del trasporto pubblico locale. Le statistiche ISTAT rivelano che nell'Italia nord occidentale, nord orientale e meridionale almeno il 50% dei Comuni capoluogo di Provincia ha adottato tecnologie telematiche per il controllo del traffico.

Non sono poi da trascurare le politiche messe in atto per incentivare la mobilità ciclo-pedonale tramite l'istituzione di piste ciclabili ed aree pedonali. Il Comune che all'interno del proprio territorio maggiormente dispone di piste ciclabili è Padova, con una densità di 101,2 km per 100 km<sup>2</sup> di superficie comunale, seguita da Torino (65,5 km ) e Modena (60,0 km).

Le politiche comunitarie nel settore si basano su proposte settoriali che hanno come obiettivo l'abbattimento degli attuali livelli di inquinamento, sia quello i cui impatti si manifestano su scala globale (effetto serra), sia quello i cui impatti si esplicano in ambiti territoriali più circoscritti, incidendo negativamente sulla salute e, più in generale, sulla qualità della vita delle popolazioni più esposte a tali fenomeni. In particolare, per quanto riguarda il settore trasporti, grande attenzione è stata data al ruolo delle autovetture e al contenimento dei consumi, che ha portato ad un impegno dell'industria automobilistica a raggiungere un valore medio delle emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> prodotte dalle autovetture nuove inferiori a quelle attuali. Si tratta degli accordi ACEA (European Automobile Manufacturers Association) sulle emissioni di CO<sub>2</sub> delle autovetture e dei negoziati condotti con i produttori di auto giapponesi e coreani (JAMA e KAMA); si tratta di accordi volontari che prevedono un limite massimo di emissioni di CO<sub>2</sub> di 140 g/km nel 2009 e di 120 g/km al 2020.

I principali risultati già conseguiti nel periodo 1995-2001 riguardano la riduzione delle emissioni specifiche medie di CO<sub>2</sub> delle automobili vendute sul mercato dell'UE: ACEA del 2,5% circa, JAMA del 2,2% circa e KAMA circa del 2,6%. I miglioramenti di efficienza delle autovetture diesel sono stati notevolmente maggiori di quelli dei veicoli a benzina. Gli impegni prevedono tuttavia che le associazioni raggiungano tassi di riduzione del CO<sub>2</sub> sempre più elevati col passare del tempo.

Per quanto riguarda l'Italia, poiché entro il 2008, secondo gli accordi ACEA, dovrebbero entrare nel mercato autovetture a benzina con consumi unitari pari a 5,8 litri ogni 100 km e autovetture a gasolio, con consumi pari a 5,25 litri/100 km, è presumibile che i 2/3 delle auto rinnovate avrà consumi unitari medi che si collocano tra i 5,8 litri/100 km per le auto a benzina e i 5,25 litri/100 km per le auto a gasolio, corrispondente al 16,6% dell'intero parco; la media ponderata di questi valori fornisce una stima del consumo unitario medio del 16,6% delle auto al 2010 pari a 5,6 litri ogni 100 km. Il risparmio stimato è del 2,9%.

Un punto di risparmio conseguito nei trasporti, cioè 0,43 Mtep, corrisponde a circa 1,2 Mt di CO<sub>2</sub> evitata. Pertanto il valore ambientale di un punto di risparmio nei trasporti corrisponde alla rimozione dello 0,25% del totale delle emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico nazionale.

Nella legge finanziaria 2007, per quanto riguarda l'efficienza energetica nei trasporti, è stata completamente riscritta la normativa sui biocarburanti, sia in materia di incentivazione che di obbligo di immissione al consumo. In particolare, dal 1° gennaio 2007 al 31 dicembre 2010 per il biodiesel destinato alla miscelazione col gasolio per autotrazione non ci sarebbe più un'esenzione totale ma un'accisa pari al 35% di quella corrispondente applicata sul gasolio nel limite di un contingente annuo di 306.000 tonnellate (prima erano 220.000).

Rivisti anche gli obblighi di immissione al consumo, che erano stati introdotti con la legge 81/06 (1% dal 1° luglio, percentuale da incrementare di un punto ogni anno, fino al 2010) rimasti finora inattuati. La legge finanziaria 2007 indica un obbligo di immissione di biocarburanti pari al 2,5% a decorrere dal 2008. Per quanto riguarda il riallineamento delle accise, scenderebbe a 227,77 euro per 1.000 kg (-57 euro) l'accisa sul GPL per autotrasporto, mentre è previsto un aumento dell'aliquota di accisa del gasolio auto di 3 millesimi di euro per litro (da tale aumento è escluso il settore dell'autotrasporto).

### L'intensità energetica nel settore trasporti

L'indicatore di intensità energetica misura quanta energia viene consumata nel settore (merci e passeggeri) per unità di PIL. Il suo valore dipende dal mix delle modalità di traffico e dai relativi consumi specifici, che sono tra di loro molto differenziati (tabella 3.24).

Per avere una stima più significativa dell'intensità energetica si dovrebbe considerare al numeratore il consumo del settore trasporti, distinto per merci e passeggeri, e al denominatore, come indicatori di attività espressa in unità monetaria, rispettivamente, il valore aggiunto del trasporto merci e le spese delle famiglie, che sono direttamente correlate al reddito. In mancanza di dati sui consumi così disaggregati si ricorre ad altri indicatori come ad esempio la domanda di trasporto passeggeri (passeggeri per km percorsi) e delle merci (tonnellate per km percorsi)<sup>17</sup>.

Tabella 3.24 – Principali variabili di riferimento e intensità energetica finale nel settore trasporti. Anni 2003-2005 (tep/M€)

	2003	Variazione 2003/2002 (%)	2004	Variazione 2004/2003 (%)	2005	Variazione 2005/2004 (%)
PIL	1.217.040 M€	+ 0,04	1.230.006 M€	+ 1,0	1.229.568 M€	- 0,04
Consumi energetici	43,7 Mtep	+ 2,1	44,4 Mtep	+ 1,6	44,0 Mtep	- 1,0
Intensità energetica	359 tep/ M€	+0,6	361 tep/ M€	+ 0,6	358 tep/M€	- 0,8
Spesa delle famiglie nel settore trasporti	103.019 M€	+ 1,7	103.860 M€	+ 0,8	103.013 M€	- 0,8
Domanda trasporti passeggeri (milioni di passeggeri x km) di cui su strada	950.847 880.495	+ 0,3 + 0,2	960.093 888.499	+ 0,2 + 0,9	956.474 883.624	- 0,4 - 0,6
Domanda trasporti merci (milioni di t x km) di cui su strada	236.947 130.752	- 5,6 -13,2	260.897 143.511	+ 10,1 + 9,8	251.677 138.414	- 3,5 - 3,6

Fonte: elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

Da un primo esame della tabella si può notare che nel 2005 tutte le variabili considerate hanno avuto una variazione di segno negativo, dello stesso ordine di grandezza, ad eccezione della domanda di trasporto merci che ha avuto una diminuzione più sostenuta.

In particolare, i consumi energetici nel settore dei trasporti nel periodo 2004-2005 hanno invertito per la prima volta il trend di crescita dell'ultimo decennio (1990-2003) con un -1%, quando il loro incremento medio annuo era superiore al 3%. Questo lascia presupporre che in Italia, negli anni più recenti, vi è una corrispondenza tra gli andamenti dei consumi energetici nel settore trasporti e il PIL, contrariamente a quanto emerge a livello europeo dove viene rilevato un disaccoppiamento tra ricchezza economica e consumi energetici nei trasporti.

La domanda di trasporto passeggeri in Italia ha rallentato la sua crescita (+0,6% traffico totale, +0,3% traffico su strada) in linea con gli andamenti del PIL e della spesa delle famiglie nel settore trasporto, direttamente correlata al traffico passeggeri.

La domanda di trasporto merci, pur registrando un sostenuto aumento in termini assoluti (+6,2% traffico totale, +5,8% traffico su strada), molto superiore rispetto all'incremento del PIL, ha avuto degli andamenti oscillanti e di segno alternato. Questo mette in evidenza come la quantità di spostamenti legati alle merci aumenti molto più rapidamente del reddito e come questo parametro si muova indipendentemente dalle variazioni della ricchezza.

<sup>17</sup> La domanda di trasporto può essere tecnicamente espressa anche considerando i passeggeri per veicoli-km e merci trasportate per veicolo-km. L'aumento del numero di veicoli circolanti e la riduzione della loro "capacità" di trasporto (passeggeri per veicolo e per km e quantità di merci trasportate per veicolo e per km) sono in genere segnali di crescita dell'intensità energetica dei trasporti.

### 3.2.3 Il settore industriale

Nel 2005 i consumi energetici del settore industriale, responsabile del 28% dei consumi finali, sono lievemente diminuiti rispetto all'anno precedente (-0,8%).

Per quanto riguarda la composizione delle fonti utilizzate, si conferma la progressiva crescita dei consumi di energia elettrica, mentre per la prima volta nel decennio si registra una contrazione nei consumi di gas naturale (-2,1%), che in valori assoluti si riportano ai livelli di due anni prima (2003) dopo il picco storico fatto segnare nel corso del 2004.

I consumi di combustibili solidi proseguono il trend di moderato recupero iniziato nel 2003 ed esattamente speculare a quello, viceversa, di lento declino dei prodotti petroliferi. Nel 2005 il settore copre da solo circa il 46% dei consumi di energia elettrica, quasi il 96% dei consumi di combustibili solidi, quasi l'11% dei consumi di prodotti petroliferi e poco meno del 38% dei consumi finali di gas naturale (in calo dal 40% dell'anno precedente). Tranne che per il gas, nei due anni precedenti erano stati rilevati valori molto simili.

#### Dinamiche dei consumi complessivi per fonte

Nel 2005 la domanda di energia del settore industriale ha subito una contrazione pari a circa lo 0,8% rispetto all'anno precedente, tornando ai 40,8 Mtep del 2003 dai 41,4 del 2004 (tabella 3.30), al netto delle fonti rinnovabili (che incidono comunque in modo marginale). I prodotti petroliferi passano da 7,6 Mtep a 7,5 Mtep (-1,6%), il 18,4% dei consumi finali del settore (tabella 3.25).

I consumi di energia elettrica continuano ormai dal 2000 a mantenersi stabili, sebbene il marginale incremento registrato nel 2005 sia sufficiente a far segnare il picco storico (11,9 Mtep), e coprono una quota vicina al 30%.

Il gas naturale costituisce la prima fonte per il fabbisogno energetico del settore (41,6%), nonostante il calo del 2% rispetto all'anno precedente. La domanda settoriale di combustibili solidi rimane sui livelli del 2003, per un consumo pari a 4,4 Mtep, l'11% dei consumi totali del settore industriale. Nel complesso la domanda di energia del settore registra una diminuzione, essenzialmente concentrata nel gas e nei prodotti petroliferi, a fronte di una sostanziale stabilità dell'energia elettrica e di un aumento dei combustibili solidi.

Tabella 3.25 – Consumi energetici nel settore industriale per fonte. Anni 1995-2005

	1995		2000		2002		2003		2004		2005	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	Ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	4.973	14	4.228	11	3.687	9	4.255	10	4.315	11	4.432	11
<i>Carbone</i>	1.427	29	1.184	28	954	26	1.274	30	1.628	38	1.684	38
<i>Coke</i>	2.762	56	2.514	60	2.495	68	2.728	64	2.670	62	2.731	62
<i>Gas derivati</i>	614	12,3	296	7	24	0,6	22	0,5	17	0,4	17	0,4
<i>Altri solidi</i>	170	3	235	6	214	6	230	5	0	0	0	0
Gas	14.884	40	16.747	42	16.710	42	16.974	42	17.329	42	16.970	42
<i>Prodotti petroliferi</i>	6.697	18	7.476	19	7.370	19	7.723	19	7.610	18	7.495	18
<i>Olio combustibile</i>	3.391	51	3.688	49	3.312	45	3.587	46	3.409	45	3.179	42
<i>Benzine</i>	33	1	42	1	377	5	299	4	313	4	301	4
<i>Gasolio</i>	298	4,4	427	5,7	449	6,1	545	7,1	559	7,3	514	6,9
<i>Virgin nafta</i>	1.063	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Carboturbo</i>	14	0,2	19	0,3	19	0,3	16	0,2	17	0,2	21	0,3
<i>GPL</i>	278	4	438	6	468	6	470	6	456	6	451	6
<i>Gas residui di raff.</i>	0	0	62	0,8	48	0,7	84	1,1	89	1,2	84	1,1
<i>Altri</i>	1.621	24	2.801	38	2.698	37	2.723	35	2.767	36	2.945	39
Energia elettrica	10272	27,9	11726	29,2	11788	29,8	11874	29,1	11864	28,9	11899	29,2
<b>Totale fossili<sup>1</sup></b>	<b>26.554</b>		<b>28.451</b>		<b>27.767</b>		<b>28.952</b>		<b>29.254</b>		<b>28.897</b>	
<b>Totale consumi finali<sup>2</sup></b>	<b>36.826</b>		<b>40.177</b>		<b>39.554</b>		<b>40.827</b>		<b>41.118</b>		<b>40.796</b>	
<b>Totale fonti primarie<sup>3</sup></b>	<b>52.831</b>		<b>58.448</b>		<b>57.921</b>		<b>59.329</b>		<b>59.604</b>		<b>59.337</b>	

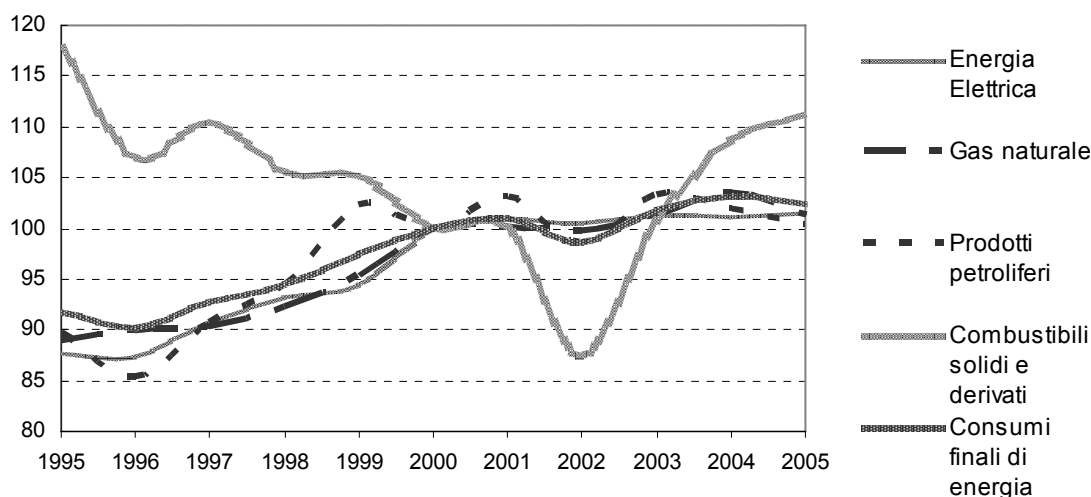
(1) Somma dei consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati

(2) Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh; sono esclusi i consumi derivanti da fonti rinnovabili

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

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Figura 3.19 – Industria: consumi finali di energia per fonte (numeri indice 2000=100)

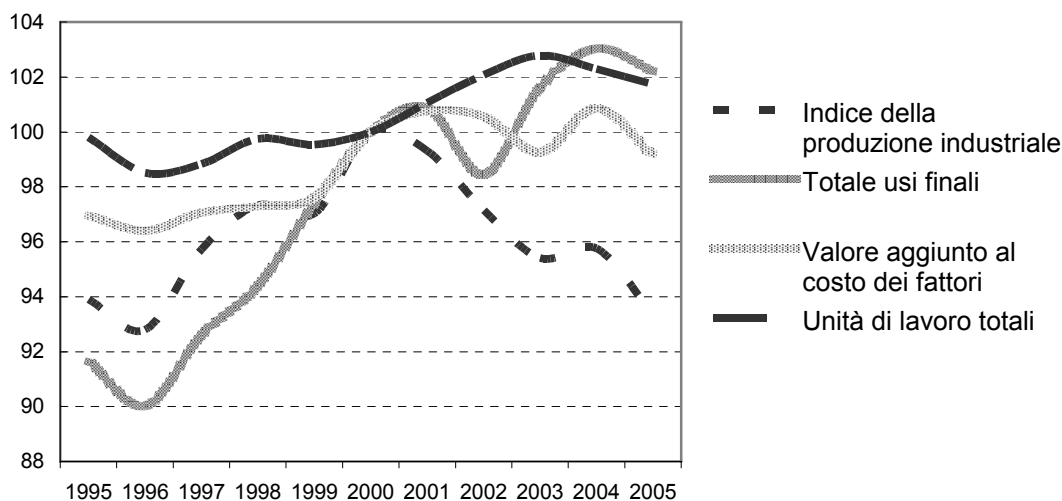


Fonte: elaborazioni su dati MSE

Il 2005 sembra dunque segnare una netta parentesi di controtendenza rispetto al trend pluriennale (1995-2004) in cui il ruolo trainante nella crescita della domanda finale è stato svolto prima dai consumi di energia elettrica e poi da quelli di gas naturale – che registrano un incremento prossimo al 18% – a fronte dell’evidente progressiva riduzione dei consumi di combustibili solidi. Si ritiene che un fattore decisivo, in questo senso, sia stato rappresentato dall’impennata dei prezzi petroliferi (e del gas, correlati ai primi) che ha generato un sensibile effetto di sostituzione con i combustibili solidi. Nel complesso, relativamente al trend pluriennale 1995-2004, i prodotti petroliferi registrano un tasso di crescita in linea con quello degli usi finali evidenziando però forti oscillazioni in relazione alle diverse fasi della congiuntura economica (figura 3.19).

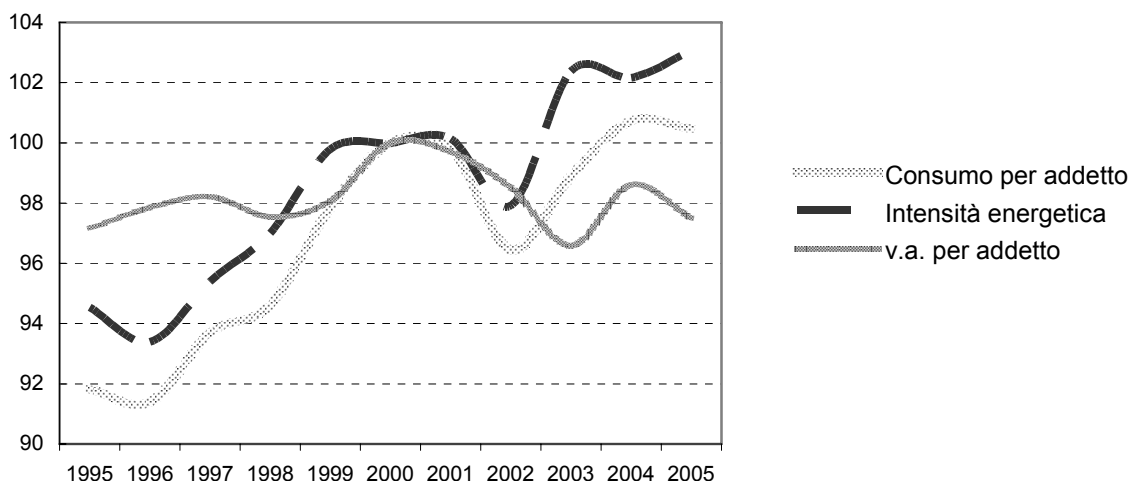
L’incremento degli usi finali ha seguito, fino al 2000, l’andamento dell’indice della produzione industriale e dell’indice del valore aggiunto. A partire dal 2001 la produzione ha subito una sensibile contrazione, il valore aggiunto ha ristagnato mentre i consumi energetici hanno continuato ad aumentare; si è di conseguenza assistito ad un aumento dell’intensità energetica nel 2002, nel 2003 e nel 2005. Il consumo per addetto sembra influenzare l’andamento della produttività (il valore aggiunto per addetto): entrambe le grandezze, in crescita nel 2003 e nel 2004, mostrano una flessione nell’ultimo anno (figura 3.20).

Figura 3.20 – Alcuni indicatori del comparto industriale (numeri indice 2000=100)



Fonte: elaborazioni su dati MSE





Fonte: elaborazioni su dati MSE

Valori 2005	
Valore aggiunto ai prezzi base (M€ 2000)	299.962
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	6813
Usi finali di energia (ktep)	41.061

Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT e MSE

### Dinamiche dei consumi a livello settoriale

Per quanto concerne le dinamiche dei consumi a livello settoriale, nel 2005 quasi il 62% della domanda finale di energia del comparto industriale era attribuibile a quattro settori: siderurgico (18,6%), chimico e petrolchimico (15,4%), materiali da costruzione (14,4%) e meccanico (13,2%). Nel corso degli anni si è registrata una progressiva perdita di importanza in termini assoluti e relativi dei settori siderurgico e chimico e petrolchimico. Al contrario, gli altri due settori sopra menzionati hanno incrementato i propri consumi in termini sia assoluti che relativi, in particolare i materiali da costruzione (tabella 3.26).

Un'analisi per fonte (tabella 3.27) pone in evidenza i seguenti elementi:

- l'85% dei consumi di combustibili solidi avviene nel settore siderurgico;
- quasi il 60% dei consumi settoriali di prodotti petroliferi avviene nel settore chimico e petrolchimico (16,4%) e nella produzione dei materiali da costruzione (42,6%), laddove va soprattutto sottolineata la forte accelerazione dell'incidenza di quest'ultimo settore pur nell'ambito di un ridimensionamento complessivo di queste fonti rispetto alle altre;
- poco meno del 60% dei consumi di gas naturale nell'industria avviene nei settori chimico e petrolchimico (16,8%), vetro e ceramica (15,3%), meccanico (13,7%) e siderurgico (11,6%);
- l'industria meccanica (20%), l'industria chimica e petrolchimica (18,9%) e la siderurgia (14,7%) consumano nel complesso circa il 54% dell'energia elettrica utilizzata complessivamente dall'industria.

Tabella 3.26 – Consumi finali di energia nei settori industriali. Anni 1995-2005

Industria	1995		2000		2002		2003		2004		2005	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	Ktep	%	ktep	%
Siderurgia	7738	21	7156	18,1	6711	17,0	7245	17,7	7521	18,2	7631	18,6
Estrattive	154	0,4	178	0,5	166	0,4	170	0,4	174	0,4	173	0,4
Metalli non ferrosi	826	2,2	963	2,4	957	2,4	956	2,3	963	2,3	966	2,3
Meccanica	4081	11,1	5160	13,1	5287	13,4	5347	13,1	5424	13,2	5413	13,2
Agroalimentare	2747	7,5	3522	8,9	3749	9,5	3800	9,3	3852	9,3	3732	9,1
Tessile e abbigliamento	2607	7,1	2862	7,2	2855	7,2	2826	6,9	2577	6,3	2453	6,0
Materiali da costruzione	4182	11,4	5269	13,3	5199	13,1	5444	13,3	5756	14,0	5900	14,4
Vetro e ceramica	2948	8	3300	8,4	3407	8,6	3478	8,5	3457	8,4	3459	8,4
Chimica e petrolchimica	7468	20,3	6475	16,4	6260	15,8	6508	15,9	6492	15,8	6343	15,4
<i>di cui: Chimica</i>	<i>4251</i>	<i>11,5</i>	<i>5446</i>	<i>13,8</i>	<i>5242</i>	<i>13,3</i>	<i>5371</i>	<i>13,2</i>	<i>5263</i>	<i>12,8</i>	<i>5179</i>	<i>12,6</i>
<i>Petrolchimica</i>	<i>3217</i>	<i>8,7</i>	<i>1029</i>	<i>2,6</i>	<i>1018</i>	<i>2,6</i>	<i>1138</i>	<i>2,8</i>	<i>1229</i>	<i>3,0</i>	<i>1164</i>	<i>2,8</i>
Cartaria e grafica	2408	6,5	2656	6,7	2736	6,9	2798	6,9	2859	6,9	2864	7,0
Altre Manifatturiere	1491	4	1785	4,5	2063	5,2	2063	5,1	1954	4,7	1917	4,7
Edilizia	176	0,5	157	0,4	165	0,4	192	0,5	204	0,5	210	0,5
<b>Totale usi finali</b>	<b>36826</b>	<b>100</b>	<b>39484</b>	<b>100</b>	<b>39554</b>	<b>100</b>	<b>40827</b>	<b>100</b>	<b>41233</b>	<b>100</b>	<b>41061</b>	<b>100</b>

Fonte: MSE

Tabella 3.27 – Consumi finali di energia per settore e per fonte. Anno 2005 (ktep)

	Combustibili solidi	Gas naturale	Petrolio	Energia elettrica	Totale
Siderurgia	3.784	1.967	115	1.748	7.631
Estrattive	0	31	47	94	173
Metalli non ferrosi	7	403	74	482	966
Meccanica	0	2.329	694	2.390	5.413
Agroalimentare	27	1.816	771	1.118	3.732
Tessile e abbigliamento	0	1.283	315	855	2.453
Materiali da costruzione	607	1.110	3.189	764	5.900
Vetro e ceramica	0	2.589	372	498	3.459
Chimica e petrolchimica	14	2.854	1.228	2.247	6.343
Cartaria e grafica		1.702	222	941	2.864
Altre Manifatturiere	11	886	405	615	1.917
Edilizia			63	147	210
<b>Totale usi finali</b>	<b>4.432</b>	<b>16.970</b>	<b>7.495</b>	<b>11.899</b>	<b>41.061</b>

Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

### L'intensità energetica nell'industria

Il processo di terziarizzazione avvenuto negli ultimi 15 anni ha prodotto una riduzione delle intensità energetiche finali complessive in conseguenza della bassa intensità energetica che distingue le attività del settore terziario.

Non meno importante è il cambiamento strutturale che si verifica all'interno del settore industriale con l'aumento dell'incidenza di attività produttive meno energivore (si pensi alla crescente importanza della chimica fine e della farmaceutica nel comparto chimico rispetto alle produzioni chimiche di base). Un approfondimento relativo alla struttura industriale è riportato nel paragrafo 3.2.3 di questo Capitolo.

Nel 2005, rispetto all'anno precedente, l'intensità energetica del settore industriale nel suo complesso è aumentata dello 0,9%. Tale andamento è il risultato di un decremento del valore aggiunto del settore (-1,7%) maggiore di quello dei consumi energetici (-0,8%), evidenziando un'inversione di tendenza rispetto all'anno precedente, quando l'intensità energetica è diminuita dello 0,5% (+1,6% del valore aggiunto che ha compensato l'incremento dei consumi dello 1,0%) (tabella 3.28). Ciò a conferma delle perplessità, recentemente emerse, sulla "tenuta" del legame tra PIL ed attività industriale, prospettando a tal proposito addirittura un "break strutturale". In sostanza, a causa della concorrenza con i paesi emergenti, si avrebbero cambiamenti più rapidi che nel passato del sistema industriale italiano.

Si rileva innanzitutto dalla tabella 3.28 che, nel loro insieme, i settori industriali hanno registrato nel periodo 2003-2005 dei ritmi di crescita decrescenti delle intensità energetiche presentando anche, in alcuni casi, a partire dal 2004, delle variazioni di segno negativo. In particolare, si sono avute delle diminuzioni nei settori chimica (-5,3%), agroalimentare (-1,5%), meccanica (-1,6%), materiali da costruzione e carta (-0,9%) e altre industrie manifatturiere (-3,9%).

L'analisi sugli andamenti delle intensità nei singoli settori nel 2005 rispetto al 2004 mette in evidenza dei percorsi fortemente differenziati (figura 3.21).

L'intensità energetica del settore della chimica continua a diminuire, registrando nel 2005, una contrazione dello 0,6% per effetto di una riduzione dei consumi energetici (-1,6%) maggiore della contrazione del valore aggiunto (-1%).

Nello stesso anno, l'intensità energetica della petrolchimica ha interrotto il suo trend crescente, con una leggera flessione dello 0,6%. I consumi di energia in notevole aumento negli ultimi anni (+11% dal 2002-2004) hanno avuto una forte riduzione pari a 5,3%, mentre il valore aggiunto è diminuito del 4,7%.

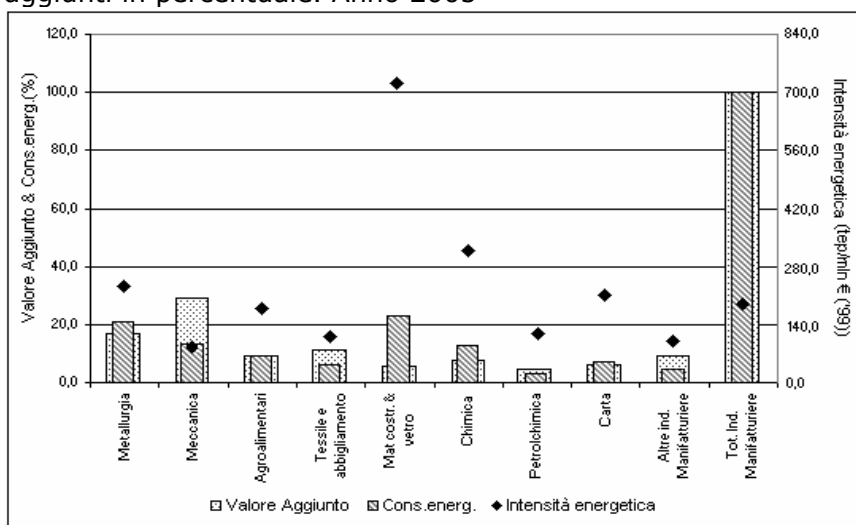
Tabella 3.28 -Intensità energetica per singola branca industriale. Anni 2003-2005 (tep/M€)

	2003	Variazione 2003/2002	2004	Variazione 2004/2003	2005	Variazione 2005/2004
Materiali da costruz., vetro e ceramica	727,9	+ 9,2%	744,0	+ 2,2%	721,1	-3,1%
Chimica	335,2	+ 7,4%	319,4	- 4,7%	317,4	-0,6%
Petrolchimica	116,1	+ 17,3%	122,1	+ 5,2%	121,3	-0,6%
Metallurgia	225,9	+ 5,2%	235,5	+ 4,3%	232,8	-1,1%
Carta	214,3	+ 6,0%	215,2	+ 0,4%	212,3	-1,4%
Agroalimentare	181,1	+ 3,1%	184,8	+ 2,1%	178,3	-3,5%
Tessile e abbigliamento	112,3	+ 5,7%	107,1	- 4,6%	112,9	+5,4%
Meccanica	91,2	+ 3,3%	88,8	- 2,6%	89,7	+1,0%
Altre industrie manifatturiere	107,2	- 2,2%	102,3	- 4,6%	103,0	+0,7%
<b>Totale manifatturiero</b>	192,4	+6,0%	191,7	-0,3%	192,9	+0,6%
Edilizia	3,2	+13,2%	3,3	+ 3,2%	3,4	+2,6%
<b>Industria*</b>	136,4	+4,9%	135,7	-0,5%	136,9	+0,9%

\*L'intensità energetica della voce "Industria" si riferisce all'industria nel suo complesso, comprendendo, quindi, sia le industrie in senso stretto che l'edilizia.

Fonte: elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT

Figura 3.21 – Intensità energetica per sottosectori manifatturieri, consumi energetici e valori aggiunti in percentuale. Anno 2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT

L'industria agroalimentare nel 2005 ha fortemente diminuito l'intensità energetica passata da 184,8 a 178,3 tep/M€ (-3,5%), a causa di una forte contrazione dei consumi energetici (-3,1%) rafforzata da un incremento, seppur lieve, del valore aggiunto (0,4%).

Per l'industria dei materiali da costruzione, vetro e ceramica si registra un calo dell'intensità energetica del 3,1%, a causa di un incremento dello 0,04% dei consumi energetici ed un incremento consistente del valore aggiunto del 4,8%. Al contrario, l'industria tessile, dopo una forte contrazione nel 2004 dell'intensità energetica (-4,6%) dovuta ad una forte diminuzione dei consumi (-9,1%) rispetto alla variazione negativa del valore aggiunto (-4,7%), registra nel 2005 una crescita del 5,4%. Questa inversione di tendenza è dovuta ad una contrazione del valore aggiunto (-9,7%) questa volta maggiore della diminuzione del consumo energetico (-4,8%). L'andamento negativo della performance economica, in atto già da diversi anni, è dovuto sostanzialmente alla cosiddetta crisi del "Made in Italy" del settore, per la crescente concorrenza dei paesi asiatici, che ha interessato prevalentemente le piccole aziende.

Nella meccanica, l'intensità energetica è tornata a crescere dell'1% rispetto al 2004, quando era diminuita del 2,6%. Questo risultato è dovuto ad un decremento dei consumi energetici dello 0,2% rafforzato da un calo del valore aggiunto dell'1,3%. Nel caso della metallurgia, l'intensità energetica ha invertito il proprio trend di crescita, decrescendo dell'1,1%. A ciò ha contribuito un aumento del 2,5% dei consumi che ha compensato l'aumento del Valore Aggiunto (+1,3%). Negli ultimi anni, pur in presenza di un andamento decrescente della variabile economica, i consumi energetici hanno continuato il loro trend crescente (sebbene a ritmi più contenuti) per effetto della rigidità del sistema di produzione che è basato essenzialmente nella fusione secondaria (acciaio da rottame con ciclo a forno elettrico FEA).

### 3.2.4 Il settore Agricoltura e pesca

#### Consumi di energia

Il settore agricoltura e pesca nel 2005, secondo i dati provvisori, rappresenta il 2,3% dei consumi finali di energia. Dal 2001 i consumi energetici del settore primario si attestano, con piccole variazioni tra anno ed anno, attorno ai 3.300 ktep. Nel 2005 si registra un aumento dell'1,0% rispetto all'anno precedente ed i consumi finali sono calcolati in 3.402 ktep. Per quanto riguarda la composizione delle fonti di energia utilizzate, la percentuale dei prodotti petroliferi sul totale rimane largamente preponderante (76,9%) anche se si segnala una leggera riduzione della sua importanza relativa. Il consumo di energia da fonti rinnovabili (secondo i dati provvisori del bilancio energetico pari a 153 ktep nel 2005), copre una quota del 4,5% dei consumi del settore e presenta una variazione rispetto al 2004 del -7,2%.

In aumento è l'utilizzo di gas (22,1%), che pesa per il 5,0% sugli impieghi totali di energia del settore. L'energia elettrica risulta in aumento dello 3,4% e rappresenta il 13,6% del totale dei consumi del settore.

### L'intensità energetica nel settore Agricoltura

Dopo un periodo di sostanziale crescita a partire dal 2000, l'intensità energetica nel settore agricoltura ha raggiunto nel 2003 il suo valore di massimo (126,3 tep/M€), per poi registrare nel periodo 2003-2004 una forte contrazione (-11,5%), che ha fatto segnare il suo valore di minimo con 111,8 tep/M€ (tabella 3.29). Nel 2005 essa è tornata nuovamente a crescere attestandosi sui 114,6 tep/M€. Ciò per effetto di una contrazione della variabile economica pari al 2,3% e di un aumento seppur leggero dei consumi (+ 0,2%). Si rileva tuttavia che nel periodo considerato 2003-2005 l'intensità energetica è diminuita del 9,3%. A fronte di andamenti di segno opposto del valore aggiunto, che fanno registrare nell'intero periodo un aumento dell'11%, si evidenzia una relativa stabilità dei consumi aumentati di poco più dello 0,7 %.

Tabella 3.29 – Intensità energetica del settore "Agricoltura". Anni 2003-2005

	2003	Variazione 2003/2002 (%)	2004	Variazione 2004/2003 (%)	2005	Variazione 2005/2004 (%)
Valore Aggiunto	26.754 M€	- 4,9	30.378 M€	+ 13,5	29.692 M€	- 2,3
Consumi finali di energia	3,38 Mtep	+ 2,5	3,39 Mtep	+ 0,5	3,40 Mtep	+0,2
Intensità energetica	126,3 tep/M€	+ 7,7	111,8 tep/M€	-11,5	114,6 tep/M€	+2,5

Fonte: elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT

## 3.3 L'offerta di energia

### 3.3.1 La cogenerazione di energia elettrica e calore

La cogenerazione di energia elettrica e calore in Italia nel periodo 2000-2005 ha visto un consistente aumento della potenza elettrica efficiente lorda degli impianti (+50%), arrivata nel 2005 a 18.296 MW, che rappresenta circa il 28% del parco termoelettrico totale (tabella 3.30). La tipologia d'impianto che ha contribuito maggiormente a tale incremento è rappresentata dagli impianti a ciclo combinato, che hanno sostanzialmente raddoppiato la potenza efficiente nel periodo in esame, arrivando a rappresentare il 69% del totale. Aumentati anche gli impianti a combustione interna e a turbina a gas, mentre si registra una leggera diminuzione degli impianti a vapore, sia a contropressione che a spillamento, indicando quindi una tendenza alla loro graduale sostituzione con le altre tecnologie.

Tabella 3.30 – Potenza elettrica efficiente lorda degli impianti termoelettrici con produzione combinata di energia elettrica e calore in Italia. Anni 2000-2005 (MW)

Tipologia di impianto/anno	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Combustione interna (CIC)	425	434	475	511	574	633
Turbine a gas (TGC)	882	870	872	878	1.028	1.024
Cicli combinati (CCC)	6.344	6.767	6.831	7.314	9.437	12.555
Vapore a contropressione	2.021	2.006	2.014	1.958	1.969	1.888
Vapore a condensatore con spillamento	2.545	2.320	2.331	2.448	2.236	2.196
Totale	12.218	12.398	12.524	13.019	15.245	18.296

Fonte: Terna

I dati di produzione del parco cogenerativo italiano nel periodo in esame vengono riportati in tabella 3.31. Il dato generale di produzione di energia elettrica è coerente con il dato di potenza installata, con un aumento nel quinquennio del 57%, arrivando al 2005 al valore di 94 TWh, che rappresenta il 37% della produzione termoelettrica italiana.

Del tutto anomalo risulta invece il dato di produzione di calore nel quinquennio, che risulta in diminuzione (8%) arrivando del 2005 a 4,6 Mtep. Per analizzare meglio una tale paradossale situazione si possono prendere in esame alcuni parametri quale l'efficienza elettrica degli impianti ed il loro utilizzo totale del combustibile. Il dato aggregato sull'intero parco rivela un valore di efficienza elettrica crescente che arriva nel 2005 al 38%, mentre l'efficienza nell'utilizzo complessivo del combustibile ha una tendenza alla diminuzione, con il valore al 2005 del 60%.

Tabella 3.31 – Produzione da impianti di cogenerazione in Italia. Anni 2000-2005

Tipologia di impianto/anno	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Combustione interna (CIC)</b>						
Produzione elettrica lorda (GWh)	1.361	1.392	1.572	1.710	1.919	2.258
Calore utile (ktep)	147	157	150	161	158	156
Consumo combustibile (ktep)	348	358	385	417	455	542
Efficienza elettrica	34%	33%	35%	35%	36%	36%
efficienza utilizzo totale combustibile	76%	77%	74%	74%	71%	65%
<b>Turbine a gas (TGC)</b>						
Produzione elettrica lorda (GWh)	4.962	4.903	4.856	4.895	5.387	6.077
Calore utile (ktep)	665	758	766	746	724	655
Consumo combustibile (ktep)	1.412	1.490	1.507	1.497	1.604	1.692
Efficienza elettrica	30%	28%	28%	28%	29%	31%
Efficienza utilizzo totale combustibile	77%	79%	79%	78%	74%	70%
<b>Cicli combinato (CCC)</b>						
Produzione elettrica lorda (GWh)	36.967	43.219	47.972	49.646	61.287	72.671
Calore utile (ktep)	842	845	845	1.092	1.089	1.468
Consumo combustibile (ktep)	7.446	8.851	9.477	9.714	12.924	13.628
Efficienza elettrica	43%	42%	44%	44%	41%	46%
Efficienza utilizzo totale combustibile	54%	52%	52%	55%	49%	57%
<b>Vapore a contropressione</b>						
Produzione elettrica lorda (GWh)	6.116	5.643	5.681	5.454	5.414	5.343
Calore utile (ktep)	2.110	1.850	1.882	1.765	1.522	1.405
Consumo combustibile (ktep)	3.048	2.714	2.741	2.557	2.465	2.374
Efficienza elettrica	17%	18%	18%	18%	19%	19%
Efficienza utilizzo totale combustibile	86%	86%	86%	87%	81%	79%
<b>Vapore a condensatore con spillamento</b>						
Produzione elettrica lorda (GWh)	10.694	10.184	10.068	10.185	9.121	8.076
Calore utile (ktep)	1.251	1.227	1.077	1.213	1.035	927
Consumo combustibile (ktep)	3.754	3.620	3.441	3.564	3.236	2.968
Efficienza elettrica	24%	24%	25%	25%	24%	23%
Efficienza utilizzo totale combustibile	58%	58%	56%	59%	56%	55%
<b>Totale</b>						
Produzione elettrica lorda (GWh)	60.100	65.341	70.148	71.892	83.129	94.426
Calore utile (ktep)	5.015	4.837	4.721	4.977	4.527	4.611
Consumo combustibile (ktep)	16.009	17.033	17.552	17.750	20.685	21.206
Efficienza elettrica	32%	33%	34%	35%	35%	38%
Efficienza utilizzo totale combustibile	64%	61%	61%	63%	56%	60%

Efficienza calcolata sul potere calorifico inferiore del combustibile e sulla produzione lorda

Fonte: elaborazioni su dati Terna

Analizzando nel dettaglio il dato disaggregato per tipologia di impianto si vede che, per tutte le tipologie, è in atto una tendenza all'aumento dell'efficienza elettrica ed a una diminuzione dell'utilizzo complessivo del combustibile, quindi con un minore utilizzo dell'energia per calore; in particolare risalta la situazione del ciclo combinato, in cui l'efficienza elettrica media risulta del 46%, con un utilizzo complessivo del combustibile del 57%. Tali dati sono da mettere a confronto con le caratteristiche tecniche di un impianto cogenerativo a ciclo combinato nuovo, con efficienze elettriche superiori al 50% e utilizzo superiore all'80%.

L'interpretazione di questi dati è che i meccanismi di incentivazione della cogenerazione, il CIP6 e i Certificati Verdi, nati tra l'altro per l'incentivazione delle fonti rinnovabili e attribuiti anche alle cosiddette fonti assimilate, hanno privilegiato eccessivamente la produzione di energia elettrica a scapito del calore fornito, rendendo conveniente quindi l'utilizzo di impianti di grosse dimensioni, a rendimento elettrico elevato, ma con utenze calore limitate.

Tale parco cogenerativo fornisce utenze calore industriale ed in misura minore civili, raggiunte capillarmente sul territorio da sistemi di teleriscaldamento. La situazione al 2005 del teleriscaldamento urbano è rappresentata in tabella 3.32. Si può notare come la quota di energia elettrica prodotta sia pari al 5,6% dell'intera cogenerazione, mentre il calore prodotto sia il 10,4 % del totale cogenerativo.

La potenza elettrica installata rappresenta il 7,4% del parco cogenerativo complessivo. Si noti inoltre il valore dell'efficienza complessiva dell'utilizzo del combustibile 63,4%, che risulta leggermente più elevata della media. Il valore delle ore di utilizzo elettrico annuo di 3.907 ore indica un prevalente utilizzo delle centrali cogenerative con teleriscaldamento non solo per il periodo invernale ma anche per produzione di acqua calda sanitaria per tutto l'anno; dato il relativo ridotto carico termico, ne consegue che al di fuori del periodo invernale la produzione diventa prevalentemente elettrica, con il relativo abbassamento della percentuale di utilizzo complessivo dell'energia primaria.

Tabella 3.32 – Principali dati relativi al cogenerazione con teleriscaldamento urbano

Energia elettrica lorda prodotta (GWh)	5.325
Calore fornito alla rete di teleriscaldamento (GWh)	6.257
di cui	
da produzione cogenerative con combustibili fossili	3.543 (57%)
da produzione semplice con combustibili fossili	1.647 (26%)
Da produzione con fonti rinnovabili (biomassa, rifiuti, geotermia, recuperi industriali)	1.068 (17%)
Energia termica fornita all'utenza (GWh)	5.496
Energia frigorifera fornita all'utenza (GWh)	102
Perdite percentuali sulla rete di teleriscaldamento	10,5%
Energia primaria utilizzata (GWh)	17.221
Efficienza elettrica	31%
Efficienza utilizzo totale dell'energia primaria	63,4%
Potenza elettrica complessiva (MW)	1.363
Ore utilizzo elettrico (ore/anno)	3.907
Potenza termica complessiva in centrale (MW)	4.313
Potenza termica massima immessa in rete (MW)	3.035
Potenza termica impegnata presso utenza (MW)	5.054
Volumetria edifici riscaldati (milioni m <sup>3</sup> )	155,6

Fonte: elaborazioni da dati AIRU

Si noti inoltre che il 26% dell'energia termica immessa in reti di teleriscaldamento proviene da impianti non cogenerativi o da caldaie di integrazione: il 17% dell'energia termica proviene da produzioni di fonti considerate attualmente come rinnovabili, quali biomassa, rifiuti urbani, geotermia, residui termici di cicli industriali. Le reti di teleriscaldamento hanno una perdita complessiva di energia termica pari al 10,5 % dell'energia immessa.

### **Normativa e meccanismi incentivanti**

La cogenerazione in Italia è stata fortemente sostenuta nel decennio scorso con il provvedimento CIP 6/1992 che ha fissato le tariffe di cessione dell'energia elettrica alla rete da parte degli impianti assimilati alle fonti rinnovabili, in grado cioè di soddisfare un requisito di efficienza minima fissato nell'indice energetico IEN. Lo IEN rappresentava, in sintesi, un indicatore del rendimento complessivo di trasformazione dell'energia primaria in energia termica ed elettrica nell'impianto, che doveva essere superiore al 51% per considerare l'impianto cogenerativo ed avere di conseguenza diritto alla stipula di una convenzione di cessione dell'energia elettrica a prezzi stabiliti, con una componente di incentivo nei primi 8 anni di funzionamento.

La formula usata per il calcolo dell'IEN privilegiava eccessivamente la produzione di elettricità, tanto che con un rendimento superiore al 51% si poteva arrivare anche ad evitare la produzione di calore; non erano previsti aggiornamenti dei parametri di calcolo in relazione ai miglioramenti delle tecnologie non cogenerative di riferimento.

A seguito della grande quantità di nuova capacità offerta, il regime tariffario CIP6 è stato ristretto ad un numero limitato di impianti nel 1995, con l'esclusione di un elevato numero di progetti di cogenerazione. Complessivamente il provvedimento ha promosso 5.452 MW di nuovi impianti cogenerativi, 2.518 MW dei quali sono stati realizzati nell'ambito degli Accordi Quadro del 1991 con Fiat, Sondel, Edison ed Ilva. A fronte di questi, che oggi sono stati realizzati pressoché per intero, vi sono stati altri 7430 MW di impianti dichiarati ammissibili, ma non accettati alla stipula della convenzione con Enel e quindi esclusi dal regime tariffario CIP6 e, di conseguenza, non realizzati.

Per costruire quegli impianti, alcuni dei quali anche piuttosto innovativi come gli impianti alimentati con il tar di raffineria gassificato, è stato necessario un decennio, con un impegno finanziario rilevante per il sistema elettrico nazionale, superiore ai 9.000 miliardi di lire 1997.

Con il nuovo corso avviato con il decreto 79/99 nel settore elettrico, la cogenerazione ha visto ridursi lo spazio di incentivazione: mentre per le fonti rinnovabili è stato creato un mercato di nicchia con i certificati verdi, l'unico beneficio di cui possono godere gli impianti cogenerativi è la priorità di dispacciamento, vale a dire la certezza di non essere esclusi dalla cessione a motivo di congestioni sulla rete di trasmissione, e l'esclusione dall'onere di copertura del 2% dell'offerta con produzione da fonte rinnovabile.

Inoltre, gli impianti connessi alla rete di distribuzione in media e bassa tensione possono beneficiare della riduzione del corrispettivo di trasmissione secondo quanto sancito dal Testo Integrato alla delibera numero 228/2001 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, in virtù delle minori perdite causate sulla rete. Il vantaggio competitivo rispetto all'acquisto dell'energia elettrica dalla rete è dunque implicito alla nuova struttura tariffaria e deve essere valutato caso per caso, in considerazione che i nuovi parametri per la definizione di "cogenerazione" fissati dall'Autorità con la delibera 42/02 richiedono un effettivo utilizzo dell'energia termica, senza il quale l'Indice di Risparmio Energetico (IRE) non raggiunge i livelli minimi richiesti (5% per impianti esistenti, 10% per impianti nuovi).

La delibera stabilisce tra l'altro un aggiornamento ogni tre anni dei parametri di riferimento necessari per il calcolo, per poter tener conto degli eventuali miglioramenti tecnologici delle tecnologie non cogenerative di confronto. La legge 239/04 ha dato diritto all'emissione di certificati verdi agli impianti di cogenerazione con teleriscaldamento (art. 1, comma 71). La stessa legge (art. 1, commi 85 e 86) stabilisce regimi autorizzativi semplificati per impianti cogenerativi inferiori ad 1 MW elettrico.



Da citare ancora come riferimento legislativo la direttiva europea 2004/8, di cui si è in attesa del decreto attuativo; la direttiva punta alla promozione della cogenerazione ad alto rendimento attraverso strumenti quali: criteri comuni per il calcolo del rendimento, la garanzia di origine dell'elettricità, regimi di sostegno, semplificazioni autorizzative per la piccola cogenerazione. Nel calcolo del risparmio ottenibile, la direttiva considera il PES (Primary Energy Saving) che differisce dall'IRE della delibera AEGG soprattutto nella definizione di energia elettrica prodotta: se il rendimento complessivo è superiore al 80% per i cicli combinati ed al 75% per le altre tecnologie, viene considerata l'energia elettrica effettivamente prodotta, altrimenti si considera un valore ridotto calcolato rispetto al calore fornito. Questa metodologia di calcolo privilegia quindi la cogenerazione ad alto rendimento.

La situazione italiana aggiornata da Terna al 2004, è tale che solo il 48% della potenza del parco cogenerativo soddisfa i criteri della delibera 42/02; solo quindi per tali impianti l'indice di risparmio energetico risulta superiore al 5%. Anche dai dati aggregati di produzione si può evincere come la cogenerazione in Italia stia perdendo margini di convenienza rispetto ad un parco di produzione termoelettrico non cogenerativo in rapido rinnovamento e con efficienze crescenti.

La prospettiva di un ulteriore sviluppo della cogenerazione non può che passare attraverso la realizzazione di impianti cogenerativi ad elevato rendimento totale e quindi con un pieno utilizzo del calore prodotto, seguendo l'indicazione della direttiva europea. In tabella 3.33 si riportano i valori di riferimento delle migliori tecnologie disponibili attualmente.

Tabella 3.33 – Rendimento associato all'impiego delle BAT (Best Available Techniques) negli impianti di combustione alimentati a gas di potenza > 50 MW

Tipo di impianto	Rendimento elettrico (%)		Grado di utilizzazione del combustibile (%)
	Impianti nuovi	Impianti esistenti	Impianti nuovi ed esistenti
Turbina a gas			
Turbina a gas	36-40	32-35	-
Motore a gas			
Motore a gas	38-45		-
Motore a gas con HRSG in modalità CHP	>38	>35	75-85
Caldaia a gas			
Caldaia a gas	40-42	38-40	
Turbogas a ciclo combinato (CCGT)			
Ciclo combinato con o senza combustione supplementare (HRSG) per la produzione di sola energia elettrica	54-58	50-54	-
Ciclo combinato senza combustione supplementare (HRSG) in modalità CHP	<38	<35	75-85
Ciclo combinato con combustione supplementare in modalità CHP	<40	<35	75-85
HRSG: generatore di vapore a recupero di calore    CHP: cogenerazione			

Fonte: Commissione Europea – Dir. Gen. CCR

La convenienza nell'utilizzo della cogenerazione può derivare, oltre che dai risparmi di combustibili e dalle relative emissioni evitate di CO<sub>2</sub>, anche dalle minori emissioni di altri inquinanti derivanti dalla combustione quali NO<sub>x</sub> e CO, non solo dovute ai minori consumi, ma anche dalle minori emissioni specifiche rispetto a sistemi convenzionali di combustione.

Per avere un termine di confronto si riportano in tabella 3.34 i tipici livelli di emissione di impianti di combustione alimentati a gas per potenze superiori a 50 MW. Da notare che le emissioni specifiche NO<sub>x</sub> e CO delle caldaie valgono anche per le taglie di potenza minore. Per impianti cogenerativi di piccola taglia invece le emissioni specifiche risultano più alte; si rimanda per questo argomento al Capitolo sulla generazione distribuita.

Tabella 3.34 – BAT (Best Available Techniques) per la riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> e CO provenienti dagli impianti di combustione alimentati a gas per potenze superiori a 50 MW

Tipo di impianto	Livelli di emissione associati alle BAT (mg/Nm <sup>3</sup> )		Tenore di O <sub>2</sub> (%)	Possibili BAT per conseguire questi livelli
	NO <sub>x</sub>	CO		
<b>Turbine a gas</b>				
Turbine a gas nuove	20-50	5-100	15	Combustori DLN o SCR
DLN per le turbine a gas esistenti	20-75	5-100	15	Installazione di combustori DLN (se disponibili per il tipo di turbina considerato)
Turbine a gas esistenti	50-90*	30-100	15	Iniezione di acqua e di vapore o SCR
<b>Motori a gas</b>				
Motori a gas nuovi	20-75*	30-100*	15	Combustione magra o SCR e catalizzatore ossidante per il monossido di carbonio
Motori a gas esistenti	20-100*	30-100	15	Regolazione per ottenere un basso livello di emissioni di NO <sub>x</sub>
<b>Caldaie a gas</b>				
Caldaie a gas nuove	50-100*	30-100	3	Bruciatori a basse emissioni di NO <sub>x</sub> o SCR o SNCR
Caldaie a gas esistenti	50-100*	30-100	3	
<b>CCGT</b>				
CCGT nuovi senza combustione supplementare (HRSG)	20-50	5-100	15	Combustori DLN o SCR
CCGT esistenti senza combustione supplementare (HRSG)	20-90*	5-100	15	Combustori DLN o iniezione di acqua e vapore o SCR
CCGT nuovi con combustione supplementare	20-50	30-100	Dipende dal singolo impianto	Combustori DLN e bruciatori a basse emissioni di NO <sub>x</sub> per la parte caldaia o SCR o SNCR
CCGT esistenti con combustione supplementare	20-90*	30-100	Dipende dal singolo impianto	Combustori DLN o iniezione di acqua e vapore e bruciatori a basse emissioni di NO <sub>x</sub> per la parte caldaia o SCR o SNCR
SCR: riduzione selettiva catalitica degli NO <sub>x</sub> - SNCR: riduzione selettiva non catalitica degli NO <sub>x</sub> DLN: <i>Dry Low NO<sub>x</sub></i> CCGT: turbogas a ciclo combinato				

Fonte: Commissione Europea – Dir.Gen CCR

### Prospettive di sviluppo della cogenerazione

Il potenziale di sviluppo di cogenerazione in Italia, risulta ancora elevato: se realizzato con alti rendimenti complessivi può contribuire alla riduzione dei consumi di combustibili di importazione ed al contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> e di inquinanti nelle città.

Nel settore teleriscaldamento si può citare una stima del potenziale effettuata dal CESI che prevede una volumetria effettivamente allacciabile di 1091 milioni di m<sup>3</sup> (pari a 7 volte l'attuale volumetria), con una produzione termica di 28,9 TWh (4,6 volte l'attuale produzione).

Per quanto riguarda l'intero settore cogenerativo, si può citare la stima dell'Istituto per lo Sviluppo Sostenibile (ISSI) riportata nella tabella 3.35 riferita ad uno scenario al 2020. Tale ipotesi verrebbe ad aumentare la produzione elettrica da cogenerazione di 43 TWh, (+48% della produzione 2005); l'energia termica verrebbe aumentata di 45,2 TWh (+85%).

Si tratterebbe quindi di un intervento spostato soprattutto sull'aumento della quota calore, quindi con un alto rendimento complessivo, in accordo con le indicazioni della direttiva europea 2004/8.

Tabella 3.35 – Nuovi impianti di cogenerazione realizzabili in Italia al 2020

	Potenza elettrica (MW)	Energia elettrica ( TWh <sub>e</sub> )	Energia termica ( TWh <sub>t</sub> )
Piccola cogenerazione	2.000	8	11,6
Cogenerazione con rete di teleriscaldamento	4.000	14	12,7
Cogenerazione industriale	3.000	21	20,9
<b>Totale</b>	<b>9.000</b>	<b>43</b>	<b>45,2</b>

Fonte: elaborazioni da fonte ISSI

### 3.3.2 Le fonti rinnovabili

#### Produzione da fonti rinnovabili in Italia

Nel 2005 le fonti rinnovabili di energia hanno contribuito complessivamente al consumo interno lordo (CIL) italiano per una percentuale di poco superiore al 7%.

In tabella 3.36 viene esplicitato il contributo energetico delle diverse fonti rinnovabili in termini di equivalente fossile sostituito.

Tabella 3.36 – Energia da rinnovabili in equivalente fossile sostituito. Anni 2000-2005 (ktep)

Fonti Energetiche	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Idroelettrica <sup>1</sup>	9 725	10 298	8 694	8 068	9 404	7 935
Eolica	124	259	309	321	406	515
Fotovoltaico	4	4	4	5	6	7
Solare Termico	11	11	14	16	18	21
Geotermia	1 248	1 204	1 239	1 388	1 409	1 384
Rifiuti	461	721	818	1 038	1 305	1 501
Legna ed assimilati <sup>2</sup>	2 344	2 475	2 482	2 929	3 478	3 558
Biocombustibili	95	146	189	255	280	172
Biogas	162	196	270	296	335	343
<b>Totale</b>	<b>14 173</b>	<b>15 314</b>	<b>14 019</b>	<b>14 317</b>	<b>16 642</b>	<b>15 438</b>
di cui non tradizionali <sup>3</sup>	2 046	2 579	3 027	3 614	4 270	4 555

Note:

<sup>1</sup> Solo energia elettrica da apporti naturali valutata a 2.200 kcal/kWh

<sup>2</sup> Non include risultato indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni

<sup>3</sup> Eolico, solare termico e fotovoltaico, rifiuti, legna (esclusa la legna da ardere), biocombustibili, biogas

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

Si noti come l'incremento percentualmente più significativo, pur restando su valori assoluti molto bassi, provenga da fonti non tradizionali quali l'eolico, il fotovoltaico, i rifiuti e le biomasse che passano, sul totale delle rinnovabili, da poco più del 14% del 2000 al 30% del 2005.

Un esame del contributo energetico, in termini di ktep di energia primaria sostituita, fornito negli ultimi cinque anni da alcune tipologie di fonti rinnovabili, evidenzia gli andamenti che seguono:

- l'idroelettrico, che fornisce la quota più rilevante, è caratterizzato da una forte fluttuazione da attribuire a fattori di idricità;
- la geotermia mostra un contributo che nel periodo considerato varia tra 1,2 e 1,4 Mtep;
- per quanto riguarda le altre rinnovabili, si evidenzia il buon incremento della produzione eolica e di quella da biomassa e rifiuti, comunque attestata su valori ancora molto lontani da quelli tipici dei paesi europei, mentre la produzione da fotovoltaico non ha subito incrementi tali da far crescere in misura evidente l'apporto di tale fonte alla produzione complessiva.

Nei paragrafi che seguono viene analizzato separatamente il contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di calore e alla produzione di energia elettrica.

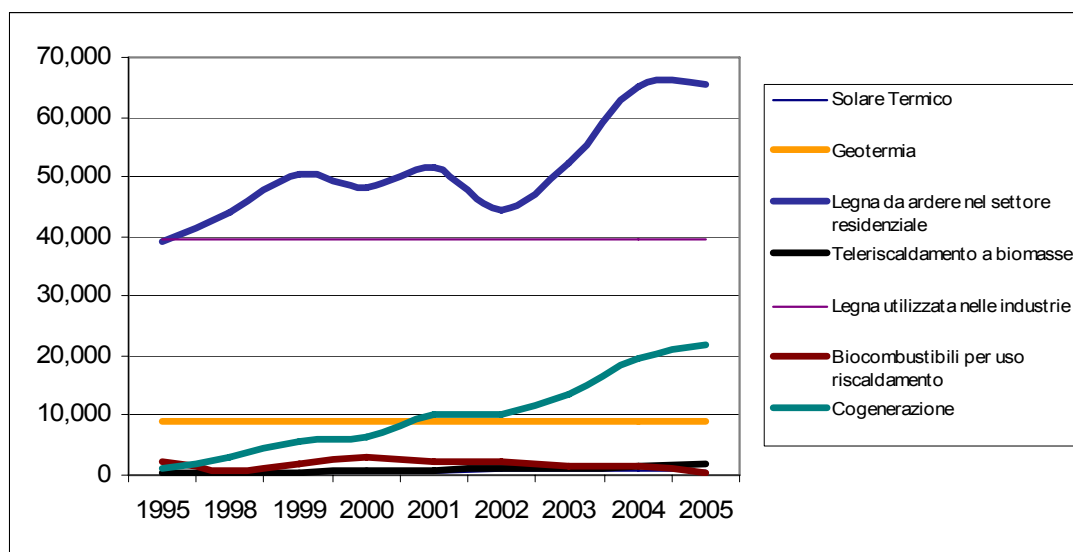
### Produzione di calore

La produzione di calore da fonti rinnovabili<sup>18</sup> viene stimata nel 2005 in oltre 61.000 TJ negli impianti industriali (legna e assimilati, compreso calore da cogenerazione) e in 67.000 TJ nel settore civile (legna da ardere e teleriscaldamento a biomasse) (figura 3.22).

Quest'ultimo dato può essere considerato approssimato per difetto in quanto tiene conto esclusivamente della biomassa legnosa commercializzata e rilevata dalle statistiche nazionali quando gran parte dei consumi di biomassa legnosa nel settore residenziale sfugge alle rilevazioni ufficiali<sup>19</sup>.

Più limitato l'apporto proveniente dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica, con un dato assestato negli ultimi anni inferiore a 9.000 TJ mentre il dato del contributo del solare termico, nel 2004 inferiore a 900 TJ, corrisponde ad uno dei valori più bassi di diffusione di questa tecnologia nei paesi dell'Unione Europea<sup>20</sup>.

Figura 3.22 – Produzione di calore da fonti rinnovabili. Anni 1995-2005 (TJ)



Note:

<sup>1</sup> Non si considera l'utilizzo delle biomasse non commerciali rilevato dall'apposita indagine ENEA

<sup>2</sup> Per il 1995 e il 1998 si ipotizza una percentuale di utilizzo per uso riscaldamento pari al 50% del totale.

<sup>3</sup> Il calore prodotto in cogenerazione non è compreso nell'equivalente fossile sostituito della tabella "Energia da fonti energetiche rinnovabili in equivalente fossile sostituito (valori in ktep)"

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

<sup>18</sup> I dati relativi a questo paragrafo sono il risultato di stime.

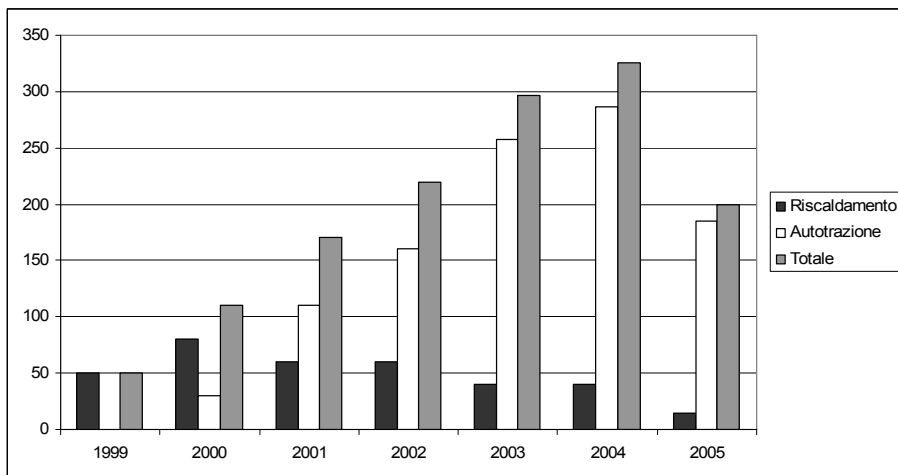
<sup>19</sup> Un'indagine statistica sulle famiglie italiane condotta per conto dell'ENEA nel 2002 ha indicato un consumo corrispondente a circa 14 Mt di legna da ardere di tipo non commerciale (corrispondenti a circa 150.000 TJ); una recente indagine svolta a cura della Regione Lombardia indica per il 2004 un consumo da parte delle famiglie pari a circa 2 Mt (oltre il doppio di quanto rilevato nella stessa regione con l'Indagine ENEA del 2002).

<sup>20</sup> In Italia si stima che siano installati circa 8 m<sup>2</sup> di collettori solari ogni 1000 abitanti a fronte di valori intorno a 300 m<sup>2</sup> in Austria e in Grecia e una media di oltre 30 m<sup>2</sup> per abitante nei paesi dell'UE15 (Fonte: EurObserv'ER).

## Biocombustibili

Negli ultimi anni si è verificata una variazione di tendenza nell'utilizzo finale del biodiesel, che è passato dal quasi totale uso per riscaldamento all'attuale tendenza che vede l'utilizzo in autotrazione prevalere su quello per il riscaldamento (figura 3.23).

Figura 3.23 – Produzione lorda di biodiesel per finalità di utilizzo (migliaia di tonnellate)



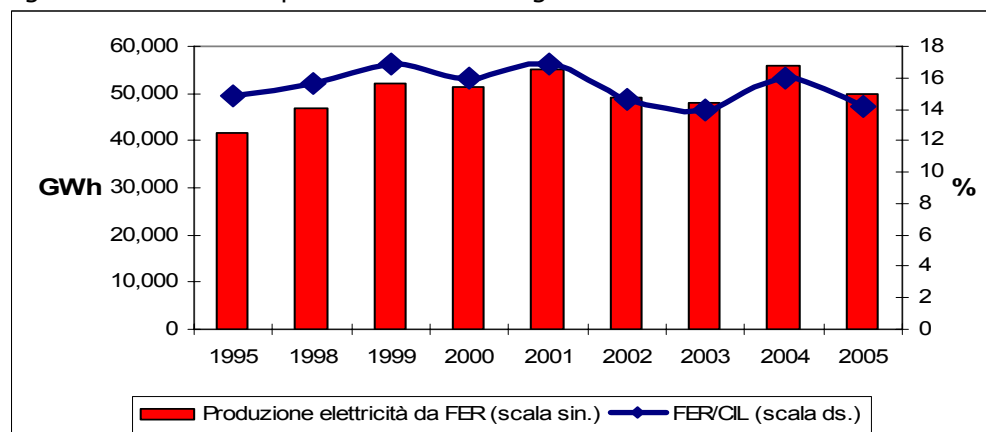
Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Per il 2005 è stata stimata una sostituzione di energia primaria pari a oltre 7200 TJ, con una repentina riduzione rispetto agli 11700 TJ del 2004. Alla crescita del settore ha contribuito negli anni passati in modo significativo la totale abolizione di imposizioni fiscali sul biodiesel per riscaldamento e gli incentivi fiscali concessi per le miscele di combustibili da autotrazione utilizzando biocombustibili. Il progressivo venir meno delle agevolazioni spiega l'attuale contrazione nella produzione.

## Produzione di energia elettrica

Nel 2005 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ammonta a 49,9 TWh corrispondente al 14,1% del consumo interno lordo (figura 3.24). Il dato del 2005 riporta una considerevole diminuzione del ruolo delle rinnovabili nella copertura dei consumi nazionali rispetto al 2004, quando il contributo rappresentava il 16% e costituisce la seconda peggiore performance del settore dal 1997, anno base della direttiva 77/2001 per la promozione delle energie rinnovabili nei mercati interni dell'energia elettrica. La direttiva individua per l'Italia un obiettivo indicativo di produzione dell'energia rinnovabile al 25% per l'anno 2010. Il dato è ancora più preoccupante se messo in relazione alle implicazioni per il paese derivanti dall'applicazione della direttiva 87/2003 che istituisce un sistema di mercato tra i paesi dell'Unione dei crediti di emissione di CO<sub>2</sub>.

Figura 3.24 – Italia: produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Terna ed ENEA

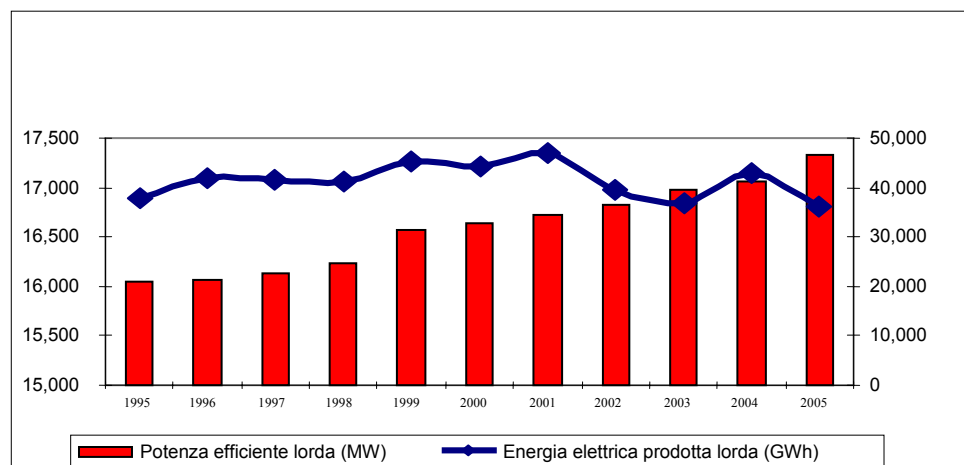
In base a tale direttiva il secondo piano di allocazione nazionale identifica per il settore termoelettrico una disponibilità di quote di emissione pari a 116 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> nel periodo 2008-2012, le eventuali tonnellate in eccesso dovranno essere acquistate dagli operatori sul mercato dei crediti di emissione. L'allocazione delle quote prevede un contributo della generazione rinnovabile a circa 80 TWh nel 2010 a fronte dei 50 TWh prodotti nel 2005. Ogni kWh di rinnovabile inferiore agli 80 TWh programmati rappresenta pertanto un costo per il paese.

Risulta pertanto utile soffermarsi ad analizzare i dati con l'ottica di evidenziare le criticità del settore nel raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali di sviluppo.

Nel dato relativo alla produzione 2005 è possibile identificare variabili congiunturali, quali la bassa idraulicità e la limitata ventosità, e variabili strutturali riconducibili a sistemi di regolazione ed incentivazione delle energie rinnovabili, non sufficienti ed inefficienti nel raggiungimento degli obiettivi di sviluppo, e ad un crescente incremento della domanda finale di energia elettrica, che riduce la quota percentuale delle rinnovabili pur in presenza di una loro crescita.

Per quanto riguarda la generazione idroelettrica, che rappresenta circa il 70-75% della produzione rinnovabile nazionale, il 2005 è stato un anno particolarmente sfavorevole (figura 3.25). I 36 TWh forniti da questa fonte rappresentano il dato più basso del decennio pari solo al 2003, anno di particolare siccità. Anche la generazione eolica, pur in forte crescita rispetto al 2004, non sembra avere beneficiato, a causa di una modesta ventosità nell'anno, della robusta crescita nell'installazione di nuovi impianti eolici sul territorio italiano superiore ai 500 MW nel corso del 2005.

Figura 3.25 – Italia: potenza idroelettrica installata e energia prodotta. Anni 1995-2005

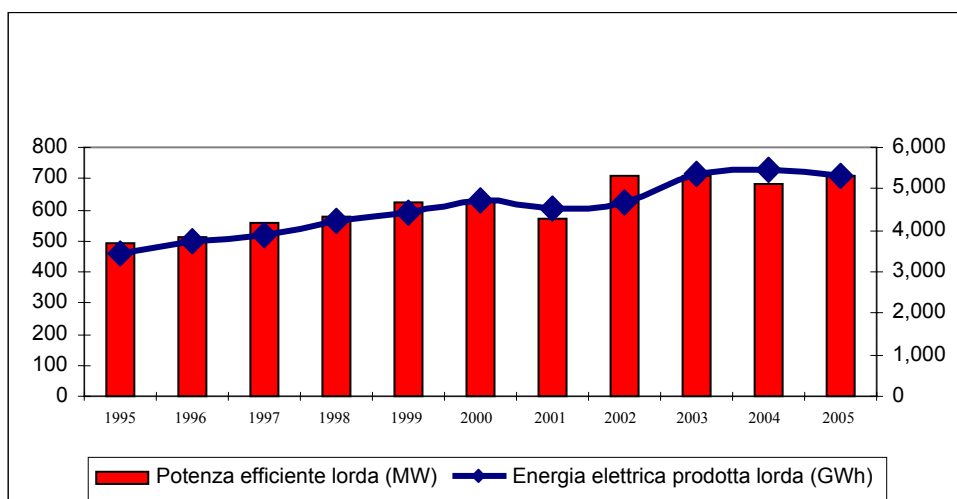


Fonte: elaborazioni ENEA su dati Terna ed ENEA

La generazione geotermica, seconda per importanza nel contributo nazionale con 5,3 TWh, è risultata sostanzialmente stabile, mentre la generazione da biomassa, che dovrebbe sostenere la crescita del contributo delle rinnovabili del nostro paese, ha registrato una crescita molto limitata, pari 0,5 TWh, tra le più basse negli ultimi anni.

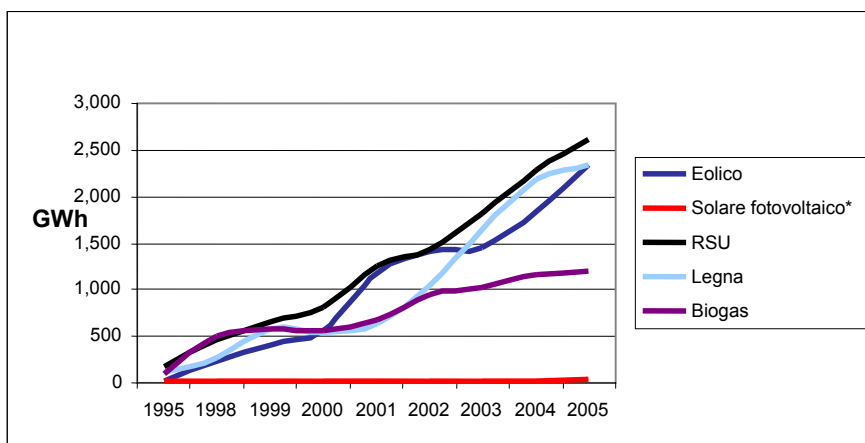
Il dato relativo alle biomasse inoltre ingloba la generazione da rifiuti anche non biodegradabili, che sono di fatto esclusi dalla qualificazione di energia rinnovabile ai sensi dell'energia utile al raggiungimento degli obiettivi indicativi della direttiva 77/2001 (figure 3.26 e 3.27).

Figura 3.26 – Italia: potenza geotermoelettrica installata e energia prodotta. Anni 1995-2005



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Terna ed ENEA

Figura 3.27 – Italia: elettricità da fonti rinnovabili non tradizionali. Anni 1995-2005 (GWh)

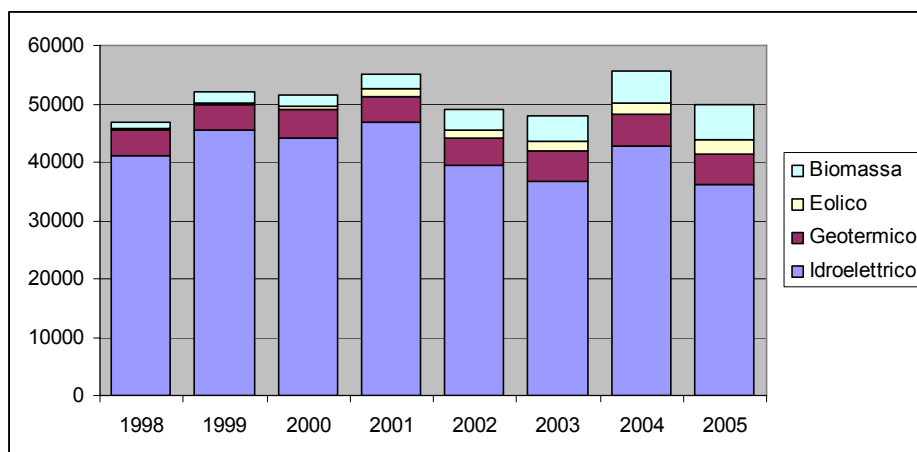


Fonte: elaborazioni ENEA su dati Terna ed ENEA

I dati provvisori relativi al periodo gennaio-dicembre 2006 indicano un lieve recupero della generazione idroelettrica, che nel 2006 è cresciuta dello 0,2% rispetto al 2005, e una marcata affermazione del settore eolico, che ha incrementato la propria generazione del 37% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. In crescita anche il contributo del geotermoelettrico (+3,8%).

L'analisi dell'andamento congiunturale dei contributi delle varie fonti ed in particolare la forte incidenza dell'idraulicità nel condizionare la quota nazionale di produzione da energia rinnovabile non deve distogliere l'attenzione da una valutazione strutturale del sistema di regolazione ed incentivazione nazionale per la promozione delle energie rinnovabili.

Figura 3.28 – Contributo per fonte alla generazione nazionale di energia elettrica rinnovabile. Anni 1998-2005



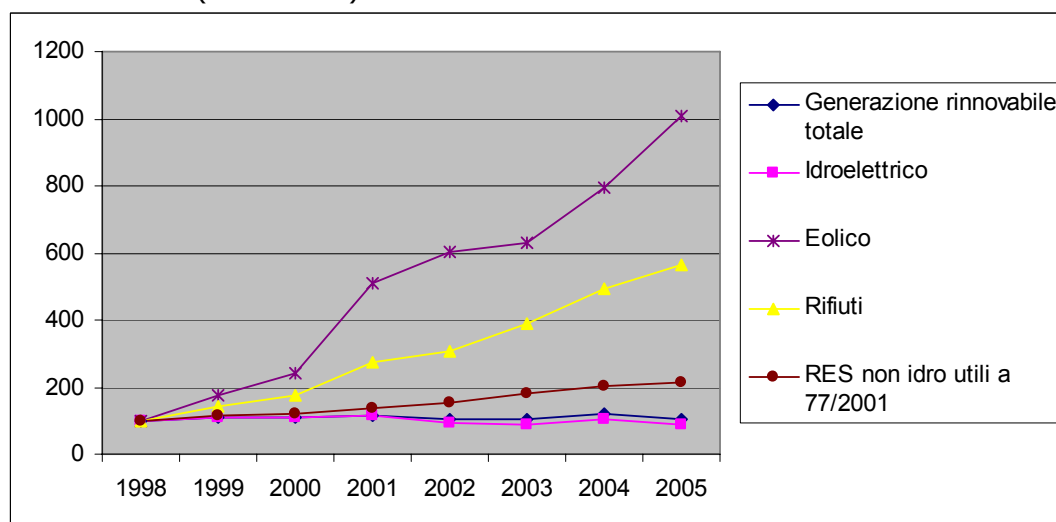
Fonte: elaborazioni ENEA su dati Terna e GRTN

La figura 3.28 riporta il contributo per fonte alla generazione rinnovabile del paese dal 1998 al 2005.

Illustrando gli stessi dati con numeri indice per diverse categorie di produzione, in figura 3.29 viene graficizzato l'andamento dei settori rinnovabili. Il contributo della generazione rinnovabile non idroelettrica, pur raddoppiando nel periodo, non è stato in grado di trascinare il settore in maniera sufficiente da sganciarlo dall'idraulicità annuale.

La generazione rinnovabile non idroelettrica ha aumentato la propria quota percentuale sul consumo interno lordo dal 1,7% del 1998 al 3,2% del 2005. I sistemi d'incentivazione in atto hanno indotto in particolare la crescita del settore eolico e della termocombustione dei rifiuti.

Figura 3.29 – Andamento di diverse voci della generazione rinnovabile. Anni 1998-2005. Numeri indice (1998=100)

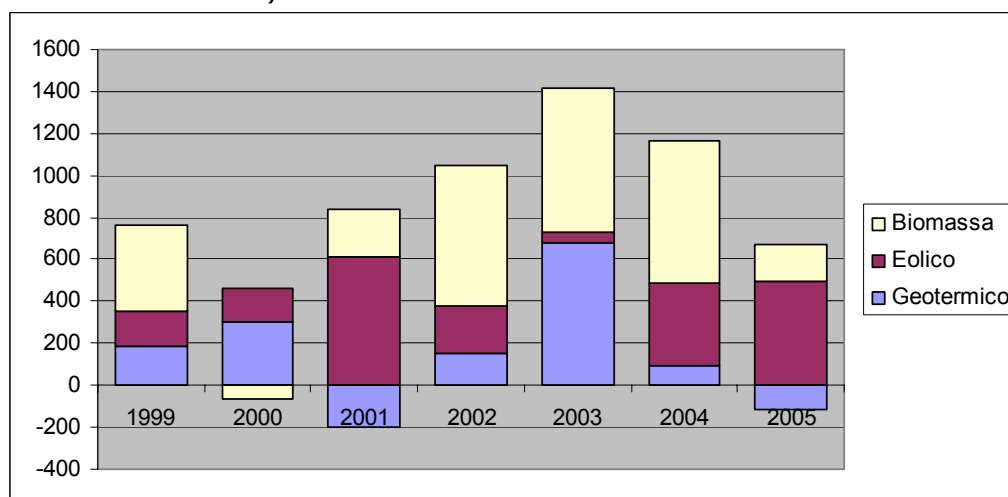


Fonte: elaborazioni ENEA su dati Terna e GRTN

La crescita in termini di produzione non appare costante nel periodo. In particolare negli ultimi due anni, nonostante la ripresa della generazione eolica, il settore non è stato in grado di garantire incrementi di generazione pari a quelli registrati nel 2003. La figura 3.30 riporta gli incrementi di generazione dell'anno sul precedente.



Figura 3.30 – Incrementi annuali di produzione per fonte per i settori (non sono compresi idroelettrico e rifiuti). Anni 1999-2005



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Terna e GRTN

È importante ricordare che dal 2002 in avanti si sono sovrapposti due sistemi d'incentivazione, per la cui descrizione si rimanda al rapporto sulle fonti rinnovabili 2005, il CIP6 ed il meccanismo dei certificati verdi.

Per quanto in base all'osservazione degli ultimi anni sia ancora prematuro giungere a conclusioni, è legittimo avanzare l'ipotesi che l'effetto crescita indotto dal sovrapporsi dei due sistemi a partire dal 2002 si sia progressivamente attenuato una volta ultimata la realizzazione degli ultimi impianti in CIP6 e che con il progressivo affermarsi del meccanismo dei certificati verdi la tecnologia prevalente sia l'eolico a discapito della biomassa, in limitata crescita nel 2005.

Nel seguito vengono illustrati i fondamentali del mercato dei certificati verdi per l'anno 2005. Per il primo anno l'offerta di certificati da privati è stata superiore alla domanda tuttavia non si è avuto alcun effetto sul prezzo dei certificati che è rimasto sostanzialmente invariato rispetto ai certificati collocati sul mercato dal GRTN.

Questo significa che l'incremento della quota dello 0,35%/anno non determina una domanda sufficiente a coprire la potenziale offerta costituendo un freno allo sviluppo delle rinnovabili. Infatti la domanda di certificati verdi è stata saturata nonostante la crescita del settore sia risultata inferiore a quella degli scorsi anni ed assolutamente inadeguata al soddisfacimento dei target di sviluppo nazionali ed europei.

Ad oggi, inoltre, la quota d'obbligo successivamente al 2007 non è stata aggiornata, in contrasto con le disposizioni del decreto 387 che prevedeva un aggiornamento della quota d'obbligo entro il 31 dicembre 2004.

### **Il meccanismo dei certificati verdi (CV) nel 2005**

Nel marzo 2006 si è chiuso il mercato dei certificati verdi relativo alla produzione di energia rinnovabile nel corso del 2005. Se ne riportano le principali dinamiche relative ai fondamentali.

#### **Domanda di certificati verdi**

La domanda di CV per l'anno 2005 è incrementata di circa il 10% rispetto a quella dell'anno precedente assestandosi su di un volume pari a 4.308 GWh.

Il dato positivo è determinato sostanzialmente dall'incremento della quota d'obbligo dal 2 al 2,35%, come previsto dal decreto 387, mentre nessun incremento della domanda risulta imputabile ad una diminuzione dell'energia esentata dal pagamento dei certificati, che ammonta al 48% del Consumo Interno Lordo (CIL).

La domanda a consuntivo è risultata pertanto nettamente inferiore ai 5 TWh, come pubblicato dal GRTN nel bollettino annuale relativo al 2005. Viene di seguito fornita una stima per le voci che determinano le maggiori esenzioni all'obbligo dei certificati verdi.

- fonte rinnovabile (16% del Consumo Intermedio Lordo)
- cogenerazione (11% del CIL)
- prodotta da impianti a pompaggio (2% del CIL)
- destinata all'export (0,2% del CIL)
- destinata ai servizi di ausiliari (4% del CIL)
- prodotta da produttori o importatori inferiori a 100 GWh annui (4% del CIL)
- relativa alla franchigia di 100 GWh per soggetti ad obbligo (3% del CIL)
- estera da fonte rinnovabile (9% del CIL).

### **Offerta di certificati verdi**

L'offerta di certificati verdi è data dalla produzione degli impianti entranti in funzione successivamente al 1 aprile 1999 e qualificati Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR) dal Gestore Sistema Elettrico (GSE, ex GRTN) o degli impianti alimentati a rifiuti ammessi all'incentivazione. Nel 2005 per la prima volta tale produzione ha superato la domanda di certificati verdi, attestandosi su 4,41 TWh, con un aumento del 47% rispetto all'anno precedente, peraltro a fronte di una diminuzione del 16% della produzione totale delle fonti rinnovabili, dovuta alla riduzione della produzione idrica.

La tabella 3.37 riporta l'evoluzione della produzione IAFR per fonte. Per la prima volta il GSE nella pubblicazione del bollettino annuale ha dato separata evidenza dei contributi da biomassa, biogas e rifiuti.

Il contributo maggiore alla crescita, sia in termini percentuali che assoluti, è dato dalla produzione eolica, che con 1,4 TWh raggiunge quasi quella idroelettrica (1,6 TWh).

Per valutare l'efficacia del meccanismo dei certificati verdi in relazione all'obiettivo nazionale di incremento della generazione di energia rinnovabile, è opportuno ricordare che parte dei certificati verdi sono rilasciati a fronte di interventi per il rifacimento parziale o totale di impianto. Tali certificati pur contribuendo a saturarne la domanda non determinano un aumento della generazione nazionale. Il bollettino annuale del GRTN non fornisce evidenza del contributo dei rifacimenti totali e parziali sul totale dei certificati rilasciati.

Tabella 3.37 – Contributo per fonte all'offerta di certificati verdi. Anni 2002-2005 (GWh)

	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
Idrico	420	587	1 466	1 695
Geotermico	186	483	606	561
Eolico	165	181	465	1 448
Biomasse				308
Biogas	143	231	462	251
Rifiuti				146
Solare				1
<b>Totale</b>	<b>914</b>	<b>1.481</b>	<b>2.999</b>	<b>4.410</b>

Fonte: GSE

Tabella 3.38 – Contributo impianti nuovi sul totale degli impianti qualificati IAFR in esercizio al maggio 2006

	Totale impianti qualificati al maggio 2006	Di cui riferiti ad impianti nuovi o riattivati	Percentuale riferita ad impianti nuovi sul totale
Idro	3212	1173	37%
Geotermo	943	426	45%
Eolico	2440	2439	100%
biomassa	1297	1164	90%
biogas	745	702	94%
rifiuti	521	473	91%
Totale	9158	6377	70%

È tuttavia possibile stimare per difetto il contributo degli impianti nuovi applicando ai certificati effettivamente emessi gli stessi contributi percentuali relativi agli impianti nuovi sul totale degli impianti qualificati. I valori riportati in tabella 3.38 sono probabilmente sottostimati, dal momento che ci si aspetta una più facile realizzazione ed entrata in esercizio di un'iniziativa di rifacimento parziale o totale rispetto alla costruzione di un nuovo impianto.

In base alle percentuali proposte nella tabella 3.38 si deduce che il sistema dei certificati verdi determina un incremento della generazione rinnovabile nazionale non superiore al 70% della quota d'obbligo dei certificati verdi.

Tale constatazione, insieme alle difficoltà ad incrementare la quota d'obbligo percentuale da parte dei Ministeri, è da considerare l'elemento strutturale d'impossibilità del paese a tenere il passo con gli obiettivi di crescita previsti.

### **3.3.3 Il settore elettrico**

La richiesta di energia elettrica (consumi + perdite) sulla rete italiana è stata nel 2005 di 330 TWh, pari all'1,7% in più rispetto all'anno precedente.

Tale incremento è leggermente superiore rispetto a quello corrispondente dell'anno 2004, ed è avvenuto nonostante il rallentamento dell'economia (variazione PIL 2005/2004 -0,04%). Il settore che ha causato principalmente tale incremento è stato il terziario (+5,3% rispetto al 2004).

Nella tabella 3.39 è rappresentato il dettaglio del bilancio dell'energia elettrica con le relative variazioni percentuali rispetto al 2004.

La richiesta totale è stata soddisfatta per l'85% con produzione nazionale, che è cresciuta dello 0,6% rispetto all'anno precedente, e per il 15% dal saldo fra *import* ed *export* con l'estero, aumentato del 7,7% rispetto al 2004, grazie anche all'entrata in servizio di nuove linee di interconnessione con la Svizzera che hanno determinato un incremento della massima capacità di trasporto.

Tabella 3.39 – Bilancio dell'energia elettrica in Italia (GWh). Anni 2005-2004

	<b>2005</b>	<b>2004</b>	<b>Variazione 2005/2004</b>
Produzione idrica lorda	42.927	49.908	-14,0%
Produzione termica lorda	253.073	246.126	2,8%
Produzione geotermica lorda	5.324	5.437	-2,1%
Produzione eolica	2.343	1.846	26,9%
Produzione fotovoltaica	4	4	0%
<b>Totale produzione lorda</b>	<b>303.672</b>	<b>303.321</b>	<b>0,1%</b>
Consumi servizi ausiliari	13.064	13.298	-1,8%
<b>Totale produzione netta</b>	<b>290.607</b>	<b>290.022</b>	<b>0,2%</b>
Energia destinata ai pompaggi	9.319	10.300	-9,5%
<b>Produzione netta destinata al consumo</b>	<b>281.288</b>	<b>279.722</b>	<b>0,6%</b>
Importazioni	50.264	46.425	8,3
Esportazione	- 1.109	-790	40,3%
Saldo import-esport	<b>49.155</b>	<b>45.635</b>	<b>7,7%</b>
<b>Richiesta totale Italia</b>	<b>330.443</b>	<b>325.357</b>	<b>1,6%</b>
Perdite	20.626	20.867	-1,2%
<b>Totale consumi</b>	<b>309.816</b>	<b>304.489</b>	<b>1,7%</b>
Agricoltura	5.364	5.184	0,4%
Industria	153.726	153.155	0,3%
Terziario	83.793	79.557	5,3%
Usi domestici	66.932	66.592	0,5%

Fonte: Terna - Dati generali

C'è da segnalare d'altronde alla fine del 2005 una notevole inversione di tendenza nel ricorso all'importazione dall'estero, proseguita anche nei primi mesi invernali del 2006, come riportato nella figura 3.31.

Questa inversione di tendenza è da attribuirsi alla convenienza economica nell'utilizzare a pieno regime gli impianti a ciclo combinato ad alta efficienza alimentati a gas naturale recentemente entrati in servizio, anziché ricorrere all'importazione nel periodo invernale, durante il quale il costo dell'energia elettrica è più elevato.

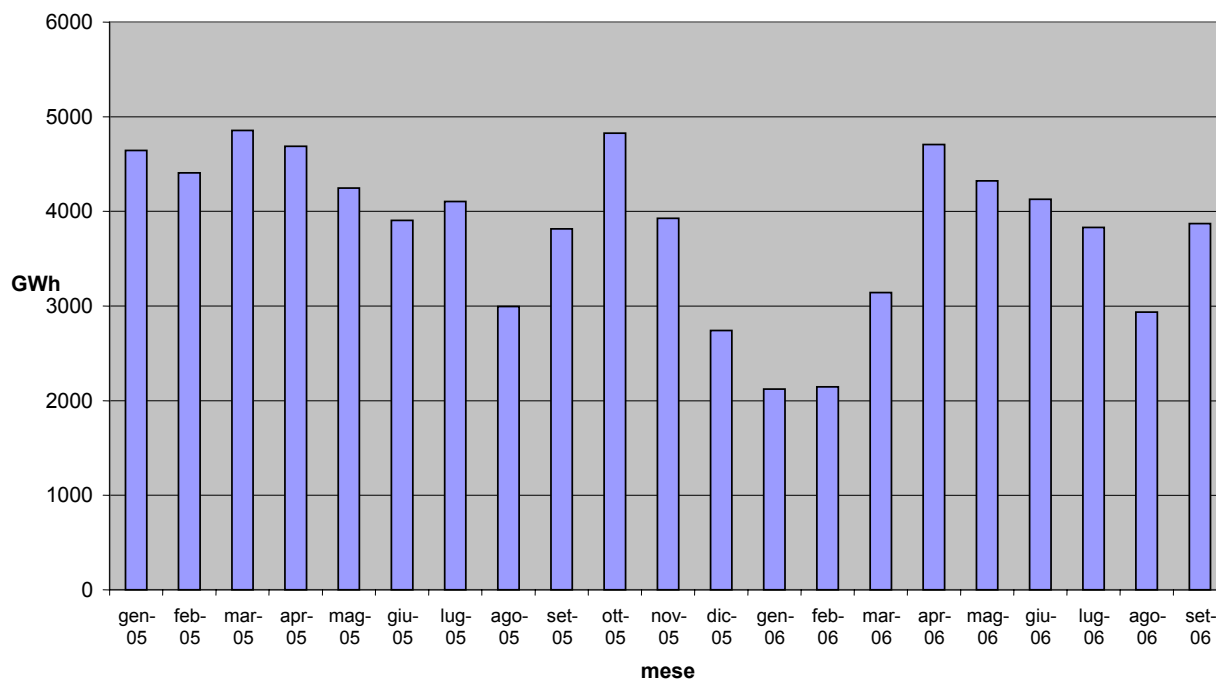
A fronte di questo positivo trend per le imprese elettriche nazionali, bisogna segnalare che tale maggiore consumo, aggiunto ad una richiesta aumentata di gas naturale causata da condizioni climatiche avverse, ha creato problematiche di approvvigionamento del gas e di gestione delle scorte nel periodo invernale 2005-2006.

La produzione idrica è stata più bassa rispetto al 2004 (-14,7%) a causa delle minori precipitazioni, che hanno portato l'indice di producibilità al 79%, uno dei valori più bassi registrati negli ultimi 40 anni. L'energia da fonte eolica continua a registrare notevoli aumenti (+27%); una piccola variazione al ribasso ha subito la fonte geotermica (-2,1%).

La produzione termoelettrica ha registrato un aumento del 2,8%.

In tabella 3.40 sono riportati i principali dati relativi alla produzione termoelettrica in Italia nel 2004 e 2005.

Figura 3.31 – Energia elettrica importata in Italia: saldo import-export. Anni 2005-2006



Fonte: elaborazione da dati Terna

Tabella 3.40 – Produzione termoelettrica in Italia e relativi consumi di combustibile. Anno 2005

	Produzione energia elettrica lorda (GWh)	Percentuale su produzione elettrica lorda totale	Variazione 2005/2004	Consumi combustibile (Mtep)	Rendimento di conversione *
Solidi	43.606	14,4%	-4,2%	10,159	37%
Gas naturale	149.258	49,2%	15,0%	25,284	51%
Gas derivati	5.836	1,9%	8,4%	1,276	39%
Prodotti petroliferi	35.846	11,8%	-24,1%	7,881	39%
Altri combustibili	17.408	5,7%	1,0%	3,741	40%
<i>Di cui: biomasse e rifiuti solidi</i>	6.155	2,0%	9,2%		
Altre fonti	1.117	0,4%	17,7%	-	-
Totale	253.073	83,3%	2,8%	48,339	45%

Nota: \* rendimento calcolato su potere calorifico inferiore del combustibile e su produzione lorda

Fonte dati: elaborazioni da dati Terna

La generazione da gas naturale continua a crescere, aumentando di conseguenza anche il rendimento di conversione totale del parco termoelettrico, grazie all'introduzione di nuove centrali a ciclo combinato. L'utilizzo del petrolio ed in misura minore del carbone decrescono. La quota proveniente da biomasse e rifiuti, seppur in crescita, rimane marginale.

### Potenza efficiente, media disponibile e richiesta alla punta: situazione al 2005

La potenza efficiente netta installata al dicembre 2005 è stata di 85.470 MW, con un aumento di 3.958 MW (+4,9%) rispetto al 2004. Nella tabella 3.41 è riportata la potenza netta installata per tipologia di impianto nel 2005 e 2004. Da essa si può ricavare che la potenza degli impianti termoelettrici è aumentata di 3.175 MW, mentre quella eolica e fotovoltaica si è incrementata di 505 MW (+45% rispetto al 2004).

La nuova capacità termoelettrica installata negli ultimi 3 anni è stata pari a 6.910 MW, di cui circa il 60% localizzato nel nord ovest (Lombardia e Piemonte).

In tabella 3.41 è riportata inoltre la potenza media disponibile alla punta ed il rapporto di tale valore con la potenza efficace netta per ciascuna tipologia di impianto. Per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente e per gli impianti eolici tale fattore di disponibilità è correlato con il carattere intermittente della fonte naturale ed è quindi da considerarsi normale. Per gli impianti termoelettrici tale fattore è basso, se confrontato ad esempio con realtà produttive a livello europeo; si può attribuire tale anomalia all'obsolescenza di parte del parco di generazione, al ricorrente problema di carenza di acqua di raffreddamento in periodi di siccità, ed in generale ad una non ottimizzata gestione dei cicli manutentivi.

Tabella 3.41 – Potenza installata in Italia. Anni 2005 e 2004. Potenza efficiente netta e potenza media disponibile

Potenza efficiente netta					Potenza media disponibile alla punta	Rapporto pot. disponibile / potenza efficiente netta
impianti	Anno 2005 MW	Anno 2004 MW	Variazione		Anno 2005	
			MW	%	MW	
Idroelettrici	20.992	20.744	248	1,2%	13.700	65%
termoelettrici	62.165	58.990	3.175	5,4%	44.160	71%
Geotermici	671	642	29	4,5%	600	89%
Eolici e fotovoltaici	1642	1.135	507	44,7%	400	24%
Totale produzione Italia	85.470	81.512	3.958	4,9%	56.300	66%

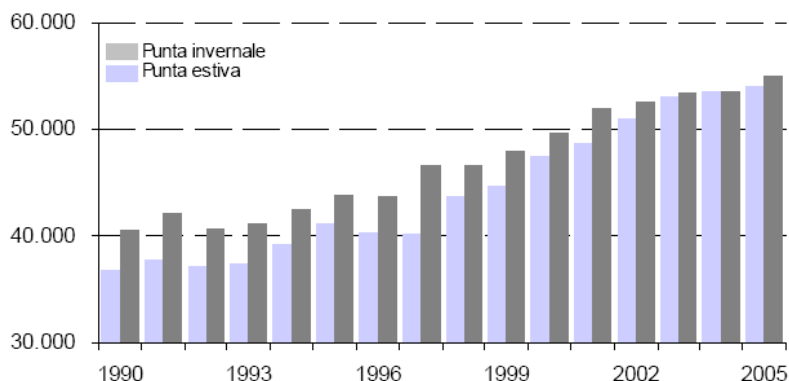
Fonte: elaborazioni da dati Terna

Nella figura 3.32 è descritto l'andamento, a partire dal 1990, della domanda di punta nel periodo invernale ed estivo la cui differenza, come già avvenuto per altri paesi industrializzati, anche in Italia negli ultimi anni si è andata sempre più riducendo. Il 20 dicembre del 2005 alle ore 18 si è registrato il nuovo record di domanda di punta con il valore di 55.015 MW, maggiore del 2,6% rispetto al valore massimo raggiunto nel 2004.

Anche nel periodo estivo si è verificato un nuovo massimo, ed in particolare il 28 giugno 2005 alle ore 11 si è raggiunto un picco di potenza pari a 54.163 MW, superiore dello 1,2% rispetto a quello dell'anno precedente.

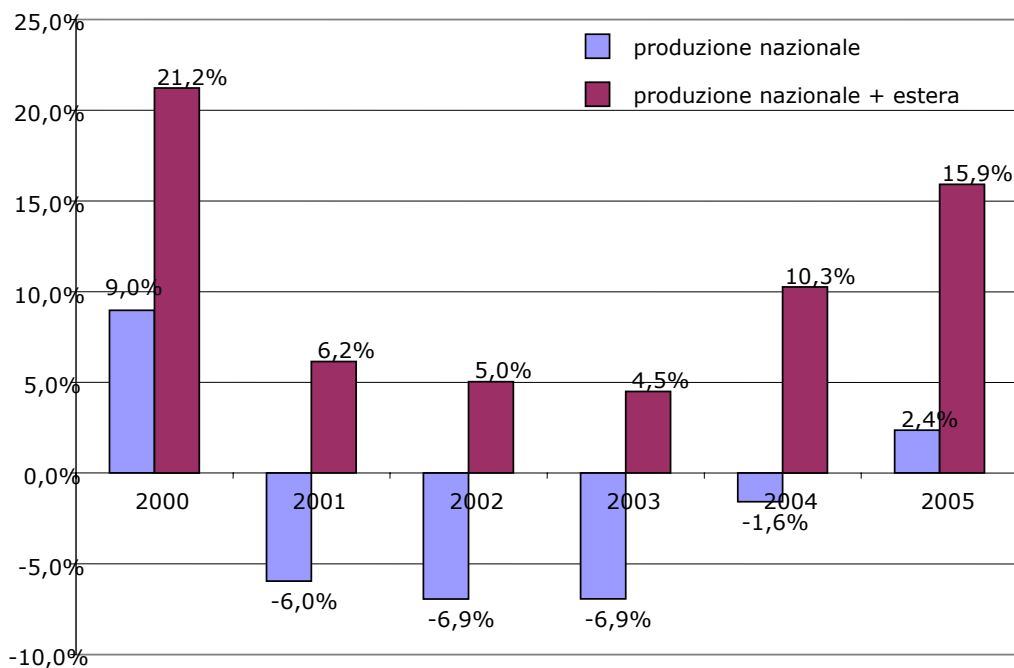
La potenza media disponibile alla punta, ovvero quella potenza sulla quale il Paese può contare per soddisfare il fabbisogno elettrico nei momenti di massima richiesta, è stata nel 2005 tale da non creare alcun problema per soddisfare la domanda, contando su di un margine del 15,9%. Se nel computo di tale margine si prende in considerazione solo la produzione nazionale, il valore cala al 2,3%.

Figura 3.32 – Andamento della domanda alla punta. Anni 1990-2005 (MW)



Fonte: TERNA – Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale (2006)

Figura 3.33 – Margine di potenza per la copertura del carico di punta invernale. Anni 2000-2005



Fonte: elaborazione da dati Terna

In figura 3.33 viene riportato per il periodo 2000-2005 il valore percentuale dello scarto tra potenza media disponibile in Italia e fabbisogno, calcolato sia rispetto alla sola produzione nazionale sia considerando anche la potenza massima trasmissibile dall'estero. Si può vedere come le nuove infrastrutture realizzate, sia centrali sia nuove connessioni con l'estero, hanno riportato per il 2005 il valore del margine di potenza ad un livello di ragionevole sicurezza, superando la rischiosa contingenza in cui si era trovata l'Italia negli anni 2001-2003. Il margine calcolato sulla sola produzione nazionale rimane comunque basso (+2,3%), costituendo quindi ancora una dipendenza dall'estero.

### **La rete elettrica italiana**

La rete elettrica italiana di trasmissione ha una consistenza di 10.528 km di linee a 380 kV, 11.387 km di linee a 220 kV e 45.214 km di linee secondarie a 120-150 kV.

nel corso del 2005 sono stati realizzati i seguenti nuovi interventi sulla rete di trasmissione:

- linee 380 kV:
  - S. Fiorano-Robbia e Gorlago-Robbia (Svizzera-Nord Italia);
  - Rizziconi-Laino (Calabria);
  - Candela-Foggia (Puglia);
  - La Spezia-Acciaiole (Nord Italia-Centro Italia)
  - Pian della Speranza-Montalto (Centro Italia);
  - Suvereto-Valmontone (Centro Italia);
  - Ravenna-Canala-Forlì (Nord Italia);
- linee 220 kV: n. 4
- linee 150-132 kV: n. 45.

Di seguito vengono riportati i limiti della capacità di trasporto tra aree geografiche italiane e rispetto ai paesi confinanti:

- 6.500 MW del periodo invernale tra Nord Italia e Francia e Svizzera,
- 5.200 MW tra Nord Italia ed Emilia-Toscana,
- 2.300 MW tra Toscana e Centro Italia,
- 2.200 MW tra Centro e Sud Italia.

Le perdite di rete, che rappresentavano nel 1980 circa il 9% del consumo totale, si riducono sensibilmente fino ad arrivare al valore del 6,6% nel 2004.

Le criticità attuali della rete elettrica di trasmissione italiana possono essere analizzate in vario modo; qui vengono presentati due diversi approcci che prendono in considerazione rispettivamente il sovraccarico della rete in caso di fuori servizio di una linea, e la saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato durante l'anno.

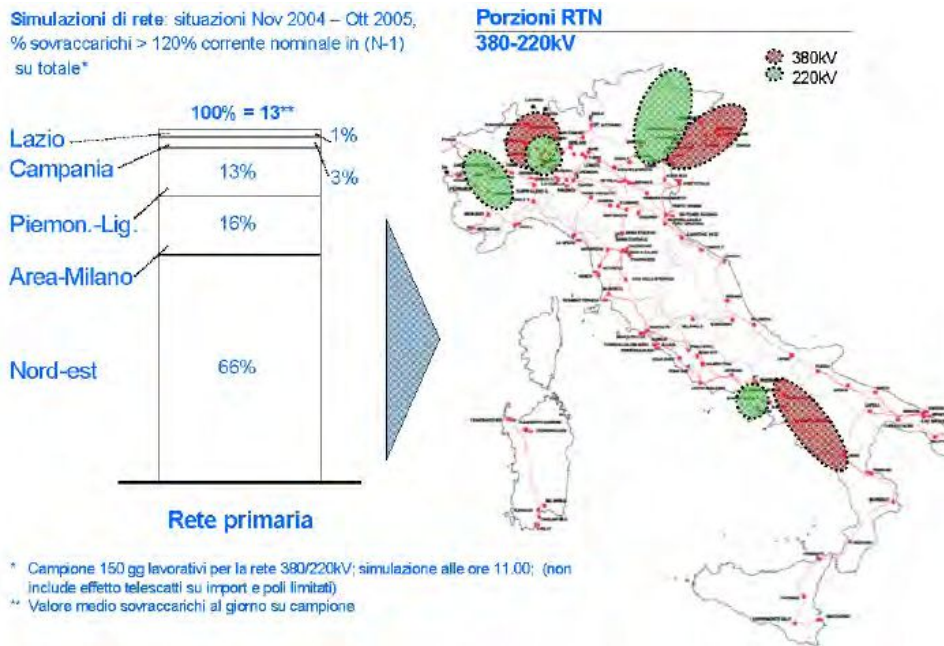
Utilizzando il primo criterio si può osservare che le aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380-220 kV nel periodo maggio-agosto 2006 sono: Nord-Est, area di Milano, Piemonte e Liguria, Area di Napoli, Campania, Lazio (figura 3.34).

Dal punto di vista della saturazione dei margini di scambio, le connessioni più penalizzate nel corso del 2005 siano state quelle tra Calabria e Sicilia con una frequenza annua del 36%, tra Nord e Centro-Nord con il 22%, tra Centro-Nord e Corsica-Sardegna con il 18%.

Altra criticità da sottolineare è rappresentata dalla presenza di centrali il cui funzionamento è essenziale per garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico; la potenza totale di tali centrali assomma attualmente a 915 MW ed è costituita anche da vecchie centrali ad olio combustibile. A fronte della situazione della rete e considerando il trend di notevole aumento delle installazioni eoliche, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ha pubblicato due deliberazioni: la n. 34/05, con la quale viene assegnata al gestore Terna la facoltà di sospendere o ridurre il ritiro di dell'energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile per esigenze di esercizio e di manutenzione della rete, e la n. 138/05 "Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale".



Figura 3.34 – Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380-220 kV (periodo novembre 2004-ottobre 2005)



Fonte TERNA: Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale (2006)

Lo sviluppo di fonti rinnovabili quali l'eolico può essere seriamente ostacolato in Italia da limitazioni dovute alla rete elettrica; queste limitazioni sono pesantemente presenti nel Sud e nelle Isole, dove maggiormente si concentra il potenziale eolico. È necessaria un'azione di integrazione e coordinamento di medio e lungo termine per conciliare sicurezza della rete e nuove installazioni di fonti rinnovabili.

A questo proposito è opportuno citare i risultati dello studio commissionato dal Ministro dell'Economia Tedesco all'Agenzia Energetica DENA, pubblicati nel maggio 2005, che confermano la possibilità al 2015 per la rete tedesca di integrare 36 GW di eolico, contribuendo al 14% del consumo elettrico previsto. Il costo degli interventi sulla rete necessari per attuare tale integrazione è stimato pari al 5% dell'attuale investimento annuo dell'operatore della rete elettrica tedesca; inoltre tale aumento di capacità di trasporto potrà essere sfruttato non solo per l'eolico. Per effettuare l'integrazione non viene stimato necessario alcun intervento sul parco di generazione ai fini della regolazione della potenza.

### Il mercato elettrico

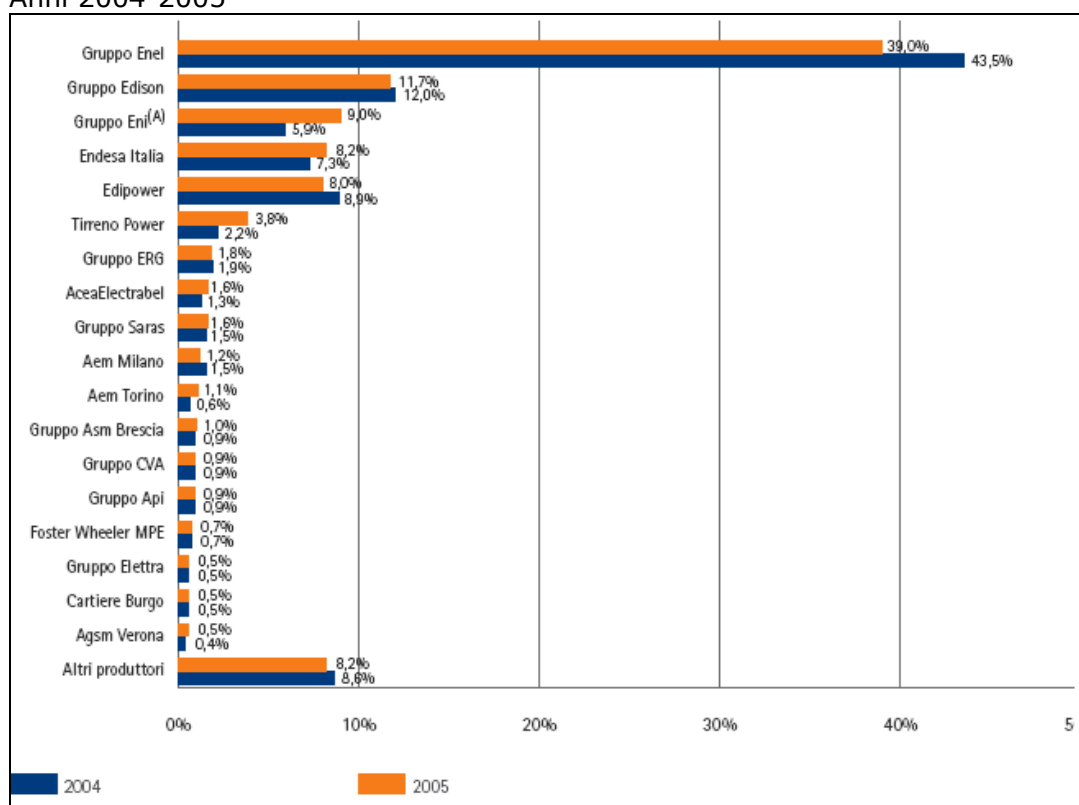
La struttura produttiva elettrica nazionale ha registrato nel 2005 un'ulteriore riduzione della concentrazione di mercato. Come si può vedere in figura 3.35 la quota di mercato del gruppo Enel si è ridotta di circa 4,5 punti percentuali, a favore di alcuni fra gli altri produttori maggiori, quali Eni, Endesa Italia, Tirreno Power e AEM Torino.

Il cambiamento delle quote dei differenti operatori è da mettere in relazione con l'entrata in servizio di nuove centrali, soprattutto a ciclo combinato di Eni ed Edison.

Un'importante novità avvenuta nel corso del 2005 è rappresentata dall'attuazione del DPCM del 11 maggio 2004, con il passaggio dell'attività di gestione della rete da GRTN a Terna, proprietaria del 90% della rete, che diventa la società responsabile del dispacciamento e della trasmissione dell'energia elettrica in Italia.

Nel corso del 2005, nell'ottica del processo di unificazione della rete di trasmissione sotto la proprietà di un unico soggetto indipendente, Enel ha ridotto la propria partecipazione in Terna; allo stato attuale, una quota pari al 29,99% delle azioni della società è di proprietà della società Cassa Depositi e Prestiti SpA, mentre Enel è in possesso del 5,12% delle sue azioni.

Figura 3.35 – Contributo percentuale dei principali operatori alla produzione nazionale lorda. Anni 2004-2005



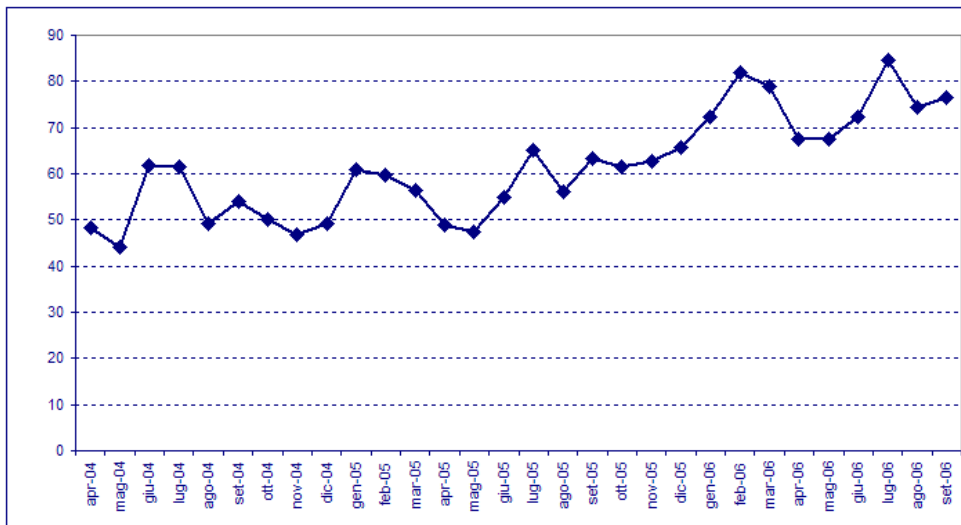
Fonte: AEEG

Sul versante del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica bisogna segnalare che nel 2005 è stata avviata una graduale partecipazione della domanda al sistema delle offerte della borsa elettrica. A detta dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, permangono ancora delle forti criticità strutturali che riguardano lo stato della liberalizzazione del mercato elettrico.

Tali criticità, che interessano prevalentemente il lato dell'offerta, si traducono in prezzi mediamente elevati, che risultano inoltre progressivamente crescenti (al netto delle ciclicità stagionali) a causa delle continue tensioni manifestatesi sui mercati petroliferi e dei combustibili impiegati nella generazione.

Ciò ha comportato una crescita del PUN (Prezzo Unico Nazionale) nel periodo aprile-dicembre 2005 rispetto agli stessi mesi del 2004 pari al 13,2% e, successivamente, un incremento del valore del periodo gennaio-marzo 2006 rispetto allo stesso periodo del 2005 pari addirittura al 31,3% (figura 3.36).

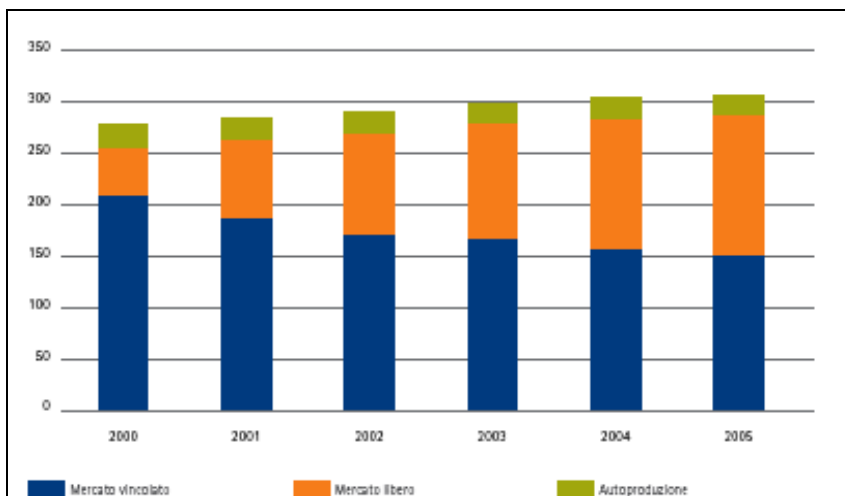
Figura 3.36 – Andamento del PUN (prezzo unico nazionale) (Euro/MWh)



Fonte: AEEG

La situazione del mercato finale (figura 3.37) vede una quota crescente relativa al mercato libero, che, nel 2005, ha raggiunto il 61% dei clienti potenziali, statisticamente più frequenti nelle regioni del Nord e caratterizzati da consumi più elevati.

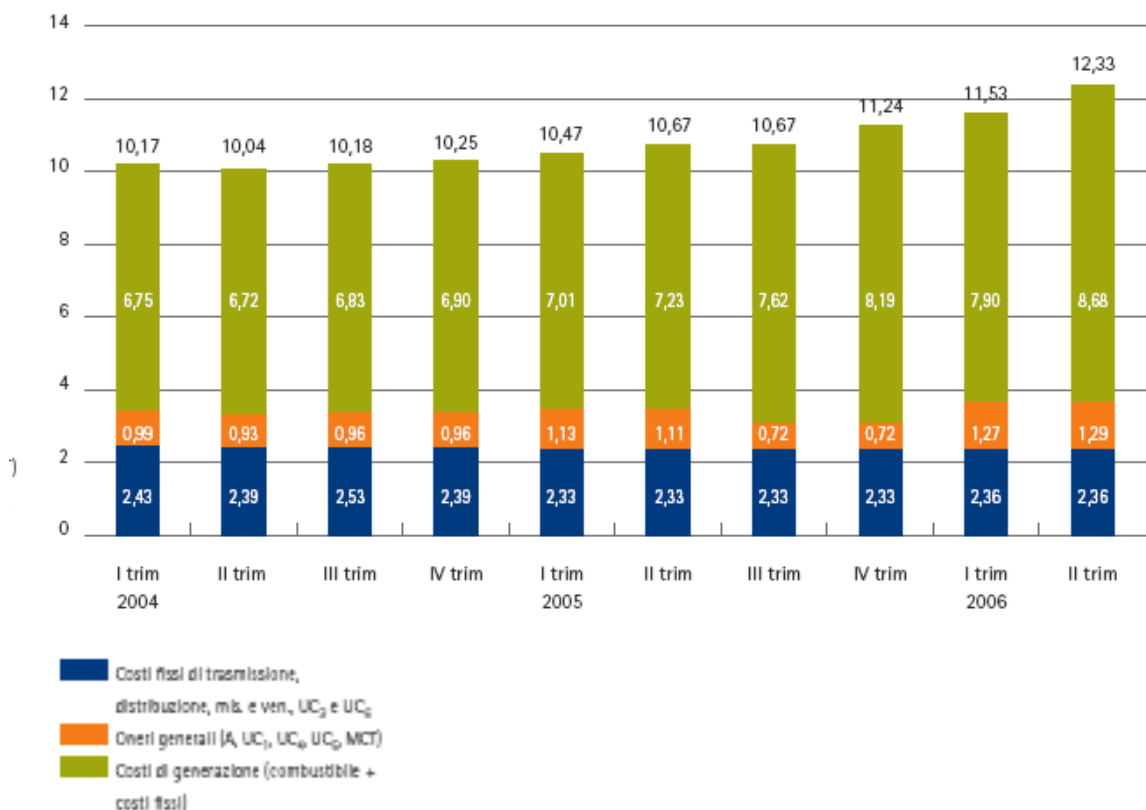
Figura 3.37 – Ripartizione dei consumi finali di energia elettrica per tipologia di mercato. Anni 2000-2005



Fonte: AEEG

La tariffa media nazionale ha risentito con ritardo, dato il meccanismo di aggiornamento, degli aumenti notevoli del prezzo dei combustibili, passando dal valore di 10,47 centesimi euro/kWh del primo semestre 2005 a 12,33 del 2006, aumento principalmente imputabile alla componente a copertura dei costi di produzione (figura 3.38).

Figura. 3.38 – Tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte 2004-2006 (centesimi di euro/kWh)



Fonte: AEEG

Risulta interessante per l'analisi anche il confronto tra le tariffe dell'energia elettrica italiane e quelle dei paesi dell'Unione Europea, su differenti tipologie di utenza sia industriale sia domestica (tabelle 3.42 e 3.43).

Si può notare come in generale le tariffe italiane risultino superiori alla media europea e che la tariffa lorda risenta più che negli altri paesi del peso delle imposte.

Nel settore domestico per consumi particolarmente bassi le agevolazioni a carattere sociale fanno sì che la tariffa risulti particolarmente bassa; per consumi mediamente elevati, la tariffa al lordo delle imposte arriva a superare il 43% della media europea.

Tabella 3.42 – Confronto a livello europeo dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenze industriali. Prezzi in centesimi di euro/kWh

CONSUMO ANNUO	50.000 kWh (50 kW, 1.000 h)		160.000 kWh (100 kW, 1.600 h)		2 GWh (500 kW, 4.000 h)		10 GWh (2.500 kW, 4.000 h)	
	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	13,8	9,4	12,6	8,4	9,6	6,0	8,3	4,8
Belgio	15,2	11,5	14,0	10,7	10,1	7,5	9,6	7,0
Danimarca	12,0	7,3	11,4	6,9	11,0	6,5	-	-
Finlandia	8,4	6,4	8,1	6,2	6,7	5,0	6,8	5,1
Francia <sup>(A)</sup>	10,9	8,4	10,0	7,7	6,9	5,3	6,9	5,3
Germania	19,4	15,5	15,4	12,1	10,8	8,1	10,7	8,0
Grecia	10,3	9,5	9,5	8,8	7,0	6,5	7,0	6,5
Irlanda	17,9	14,3	15,0	12,4	10,6	9,0	10,2	8,7
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>15,9</b>	<b>12,0</b>	<b>13,8</b>	<b>10,3</b>	<b>12,4</b>	<b>9,1</b>	<b>11,4</b>	<b>8,9</b>
Lussemburgo	-	-	-	-	9,0	7,5	-	-
Norvegia	9,5	6,4	9,0	6,0	8,5	5,5	7,3	4,6
Paesi Bassi	17,0	10,9	14,4	10,5	10,7	8,1	8,9	6,6
Portogallo	11,4	10,9	9,6	9,1	7,7	7,4	7,7	7,3
Regno Unito	12,0	9,6	10,4	8,5	7,8	6,4	6,8	5,6
Spagna	12,7	10,4	9,9	8,1	8,4	6,9	7,8	6,4
Svezia	7,1	7,1	6,5	6,4	5,4	5,4	5,0	5,0
Media europea ponderata <sup>(C)</sup>	13,9	10,8	11,8	9,2	9,1	7,0	8,5	6,6
<i>Italia: scostamento<sup>(D)</sup></i>	<i>14,7%</i>	<i>11,3%</i>	<i>16,7%</i>	<i>11,9%</i>	<i>35,7%</i>	<i>30,0%</i>	<i>33,1%</i>	<i>34,4%</i>

Fonte: AEEG

Tabella 3.43 – Confronto a livello europeo dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenza domestica. Prezzi in centesimi di euro/kWh

CONSUMO ANNUO	600 kWh		1.200 kWh		3.500 kWh		7.500 kWh	
	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	19,4	14,0	16,6	11,8	13,9	9,5	13,1	8,8
Belgio	21,2	16,7	18,1	14,1	14,3	11,0	13,7	10,5
Danimarca	34,1	18,4	27,5	13,1	23,2	9,6	21,9	8,6
Finlandia	19,3	15,0	13,6	10,4	10,4	7,8	8,7	6,4
Francia <sup>(A)</sup>	16,7	12,8	14,8	11,1	11,9	9,1	11,6	8,8
Germania	27,8	21,9	22,5	17,4	18,0	13,5	16,7	12,4
Grecia	8,7	8,0	8,1	7,5	6,9	6,4	7,9	7,2
Irlanda	32,3	24,5	23,1	18,3	14,4	12,0	12,9	11,0
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>10,0</b>	<b>8,2</b>	<b>10,3</b>	<b>8,6</b>	<b>20,1</b>	<b>15,1</b>	<b>19,0</b>	<b>14,1</b>
Lussemburgo	27,9	25,3	20,6	18,4	15,0	13,1	13,6	11,8
Norvegia	54,9	42,6	31,6	24,0	16,3	11,8	12,1	8,4
Paesi Bassi	22,9	21,5	20,9	15,2	19,6	11,1	19,3	9,9
Portogallo	14,3	13,5	16,2	15,4	13,8	13,1	12,3	11,7
Regno Unito	13,3	12,7	12,0	11,5	9,3	8,8	9,3	8,9
Spagna	14,0	11,5	14,0	11,5	11,0	9,0	10,1	8,3
Svezia	28,8	20,5	19,5	13,0	13,3	8,1	12,3	7,3
Media europea ponderata <sup>(C)</sup>	20,9	16,7	17,0	13,3	14,1	10,6	13,2	9,9
<i>Italia: scostamento<sup>(D)</sup></i>	<i>-52,4%</i>	<i>-50,7%</i>	<i>-39,3%</i>	<i>-35,6%</i>	<i>42,5%</i>	<i>42,0%</i>	<i>43,7%</i>	<i>42,9%</i>

Fonte: AEEG

### 3.3.4 Le fonti fossili

#### 3.3.4.1 Petrolio

##### Il quadro d'insieme

Nel 2005 la disponibilità di petrolio greggio e prodotti petroliferi ha sfiorato i 115,9 milioni di tonnellate (tabella 3.44).

L'offerta è coperta prevalentemente da importazioni (109,1 milioni di tonnellate tra greggio, semilavorati e prodotti finiti) e solo in minima parte dalla produzione interna (6,8 milioni di tonnellate considerando il ricorso alle scorte strategiche e commerciali).

L'ammontare di produzione e importazioni è stato destinato al consumo interno (86 milioni di tonnellate) e in buona percentuale alle esportazioni (29 milioni di tonnellate, prevalentemente prodotti lavorati).

Il sistema petrolifero nazionale si caratterizza attualmente per la forte dipendenza dalle importazioni di greggio ma, contemporaneamente, anche per la competitività sui mercati internazionali dei prodotti e per la grande capacità di trasformare ingenti volumi di petrolio greggio.

Tabella 3.44 – Bilancio petrolifero 2005 (migliaia di tonnellate)

Disponibilità		Utilizzo	
Greggio nazionale e condensati da gas	6113	Consumi	86748
Import. di greggio (**)	89316	Esportazione (*)	29144
Import. di semilavorati	5851		
Import. di prodotti finiti	13889		
Da scorte	723		
<b>Totale</b>	<b>115892</b>	<b>Totale</b>	<b>115892</b>

(\*\*) Comprende le importazioni di greggio per conto committente estero

(\*) Comprende le riesportazioni di prodotti ottenuti da lavorazioni del greggio importato per conto committente estero

Fonte: Unione Petrolifera su dati MAP e Istat

##### Produzione, esplorazione e riserve

Nel 2005 la produzione nazionale di petrolio greggio ha raggiunto i 6,1 milioni di tonnellate registrando un incremento del 12,3% rispetto all'anno precedente e superando anche il massimo valore storico di produzione (5,9 milioni di tonnellate nel 1997) (tabella 3.45). Il rilancio della produzione nazionale, dopo un lungo periodo di stagnazione attorno ai 5-5,5 milioni di tonnellate l'anno, è dovuto all'apporto dei giacimenti della Val d'Agri che hanno raggiunto un livello di circa 90 000 barili/giorno. Gran parte della produzione nazionale (87%) proviene dalle coltivazioni di giacimenti a terra e il 13% proviene da giacimenti a mare (soprattutto Zona B e Zona C, medio Adriatico e Sicilia sud-occidentale, rispettivamente), che però fa registrare una preoccupante contrazione dei livelli di produzione (-19,4%).

La produzione a terra si concentra prevalentemente in Basilicata (82%) e si stima che, con l'entrata in produzione dei giacimenti di Tempa Rossa, la regione potrebbe in pochi anni aggiungere un apporto di circa 50.000 barili/giorno<sup>21</sup>. Nel complesso, due terzi della produzione (sia a terra che offshore) si concentra nelle regioni del Mezzogiorno.

Le attività di esplorazione (nel 2005 7 pozzi, nessuno dei quali in mare, per un valore medio di profondità verticale pari a 2000 metri), fanno registrare l'appiattimento sui modesti valori degli ultimi cinque anni, confermando il pessimismo degli operatori circa le aspettative di ritorno sugli investimenti nelle attività estrattive.

<sup>21</sup> Il Protocollo d'Intesa tra MSE, Regione Basilicata e i titolari della concessione per i giacimenti di Tempa Rossa è stato definitivamente approvato alla fine del 2006.

Tabella 3.45 – Produzione di petrolio per regioni e zone marine (migliaia di tonnellate)

	2005	2004	Var % 05/04
Abruzzo	-	0,9	-
Basilicata	4386,0	3369,5	30,2
Emilia Romagna	42,8	48,7	-12,1
Lazio	0,2	0,1	58,3
Lombardia	-	-	-
Molise	30,0	34,1	-12,2
Piemonte	214,7	308,2	-30,3
Sicilia	642,7	702,1	-8,5
Totale Terra	5316,4	4463,6	19,1
Zona B	341,6	366,9	-6,9
Zona C	307,3	329,5	-6,7
Zona F	118,8	255,6	-53,5
Totale Mare	767,7	952,0	-19,4
Totale	6084,1	5415,5	12,3

Fonte: MSE

Anche in una fase in cui gli alti prezzi dell'energia avrebbero dovuto incentivare le attività di esplorazione, le imprese guardano con preoccupazione alla scarsa attendibilità dei tempi e delle procedure che si frappongono tra il rinvenimento di risorse economicamente estraibili e la loro valorizzazione sul mercato (i tempi medi che intercorrono tra la scoperta mineraria e la produzione superano anche gli 11 anni, contro una media dei tempi internazionali pari al massimo a 5-6 anni).

Le attività di esplorazione inoltre, continuano a interessare prospetti minerari considerati altamente affidabili, e consistono nella prosecuzione di ricerche previste o già avviate in anni precedenti. La conseguenza di ciò è l'assenza di variazioni di rilievo nelle riserve nazionali di petrolio: le riserve stimate recuperabili<sup>22</sup> al 31 dicembre 2005 ammontano a 106 milioni di tonnellate (di cui 61 accertate), insediate prevalentemente in terraferma (Basilicata), con una vita residua (rapporto tra riserve recuperabili e produzione annua corrente) di circa 20 anni.

### Importazioni ed esportazioni

Nel 2005 sono state importate 89,3 milioni di tonnellate di greggio (+2,7% rispetto all'anno precedente), di cui 85,3 importate in "conto proprio" (+3%) e 4 milioni di tonnellate per conto di committenti esteri (-3,2%).

I volumi delle importazioni dei semilavorati esteri e dei prodotti finiti si sono ridotti rispettivamente a 5,9 milioni di tonnellate (-6,8%) e a 13,9 milioni di tonnellate (-10,8%).

I flussi di importazione del 2005, relativamente alle diverse aree di provenienza, danno le seguenti indicazioni (tabella 3.46):

- un aumento del 5,2% delle provenienze dall'area ex-Urss, con 24,5 milioni di tonnellate, pari al 27,4% delle importazioni nazionali di greggio;
- la diminuzione (-6,1%) delle importazioni dai paesi dell'Africa, che porta al 34,2% il contributo di questi paesi al fabbisogno nazionale (30,6 milioni di tonnellate);
- un significativo aumento (+11%) dei volumi in arrivo dal Medio Oriente, poco meno di 31 milioni di tonnellate (34,5% del totale). Si fa notare che la quota delle importazioni dal Medio Oriente nel 1980 rappresentava il 58,9% del totale;
- una ripresa (+3,1%) delle provenienze dal Mare del Nord, il cui contributo (3,3 milioni di tonnellate) è rimasto al 3,7%;
- la Libia si è confermata nel 2005 come il maggior fornitore dell'Italia, con oltre 23 milioni di tonnellate, seguita dalla Russia (18,4 milioni t), dall'Arabia Saudita (12,6 milioni t) e dall'Iran (9,6 milioni t).

<sup>22</sup> Le Riserve recuperabili sono stimate come somma delle Certe + 50% delle Probabili + 20% delle Possibili (MAP, Rapporto Annuale 2005 "Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia").

Tabella 3.46 – Italia: importazioni di petrolio greggio. Anni 2004 e 2005 (migliaia di tonnellate)

	2004		2005	
	Quantità	%	Quantità	%
<b>Arabia Saudita</b>	11768	13,5	12587	14,1
<b>Iran</b>	9556	11,0	9559	10,7
<b>Iraq</b>	3712	4,3	5855	6,6
<b>Kuwait</b>	92	0,1	273	0,3
<b>Siria</b>	2650	3,0	2562	2,9
<b>Totale Medio Oriente</b>	27778	31,9	30836	34,5
<b>Algeria</b>	4058	4,7	2889	3,2
<b>Angola</b>	104	0,1	163	0,2
<b>Camerun</b>	976	1,1	1078	1,2
<b>Congo</b>	126	0,1	78	0,1
<b>Costa d'Avorio</b>	309	0,4		0,0
<b>Egitto</b>	2321	2,7	694	0,8
<b>Guinea Eq</b>	560	0,6	653	0,7
<b>Libia</b>	22379	25,7	23344	26,1
<b>Nigeria</b>	1443	1,7	1551	1,7
<b>Tunisia</b>	360	0,4	87	0,1
<b>Totale Africa</b>	32636	37,5	30537	34,2
<b>Russia</b>	19892	22,9	18440	20,6
<b>Kazakhstan</b>	2248	2,6	3023	3,4
<b>Azerbaijan</b>	1157	1,3	2902	3,2
<b>Turkmenistan</b>		0,0	139	0,2
<b>Totale Ex URSS</b>	23297	26,8	24504	27,4
<b>Norvegia</b>	3096	3,6	3314	3,7
<b>Regno Unito</b>	71	0,1		0,0
<b>Albania</b>		0,0	3	0,0
<b>Totale Europa</b>	3167	3,6	3317	3,7
<b>Venezuela</b>	38	0,0	36	0,0
<b>Brasile</b>	55	0,1		0,0
<b>Messico</b>		0,0	86	0,1
<b>Totale America Latina</b>	93	0,1	122	0,1
<b>Totale</b>	<b>86971</b>	<b>100,0</b>	<b>89316</b>	<b>100,0</b>
<b>di cui OPEC</b>	53046	61,0	56180	62,9
Fonte: Unione Petrolifera				

Per quanto riguarda le esportazioni, anche nel 2005 greggio, semilavorati e prodotti finiti hanno seguito un profilo in crescita, portandosi a 29,1 milioni di tonnellate (+15%). I quantitativi più rilevanti riguardano il gasolio, le cui esportazioni si attestano su quasi 10 milioni di tonnellate, e la benzina (7,5 milioni di tonnellate) (tabella 3.47).



Tabella 3.47 – Italia: esportazioni di prodotti petroliferi. Anni 2004 e 2005 (migliaia di tonnellate)

	2004		2005	
	Quantità	%	Quantità	%
GPL	576	2,3	580	2,0
Benzine	5749	22,7	7489	25,7
Virgin Naphta	1293	5,1	1091	3,7
Carbotutrbo e Petrolio	537	2,1	702	2,4
Gasolio	9545	37,7	9550	32,8
Olio combustibile	3740	14,8	5453	18,7
Lubrificanti	823	3,3	944	3,2
Bitume	686	2,7	627	2,2
Altri	954	3,8	1123	3,9
<b>Totale prodotti (*)</b>	<b>23903</b>	<b>94,4</b>	<b>27559</b>	<b>94,6</b>
Semilavorati e greggio	1415	5,6	1585	5,4
<b>Totale prodotti, semilavorati e greggio</b>	<b>25318</b>	<b>100,0</b>	<b>29144</b>	<b>100,0</b>
di cui: in conto committente estero	683	2,7	571	2,0

(\*) comprese le esportazioni del settore petrolchimico

Fonte: Unione Petrolifera su dati MAP e ISTAT

Nel 2005 la fattura energetica, ovvero il saldo fra la spesa per le importazioni e le entrate derivanti dalle esportazioni, è salita a 38,5 miliardi di euro (2,9% del PIL) con un incremento di oltre 9 miliardi di euro rispetto al 2004. Su tale risultato hanno influito:

- la crescita generalizzata dei costi dell'energia;
- l'aumento dei volumi importati di energia elettrica, gas e petrolio;
- il deprezzamento del cambio euro/dollaro (-0,5% circa).

L'impatto della fattura petrolifera appare in questo contesto molto rilevante, facendo registrare un incremento di 5,2 miliardi di euro e un valore complessivo di 22,2 miliardi di euro (1,6% del PIL).

### I prezzi

Il costo medio annuo del greggio importato ha subito un incremento del 42% rispetto al 2004, passando da 216,5 a 307,4 euro/tonnellata. Su tale incremento ha influito principalmente il maggior costo all'origine e solo in misura marginale il lieve apprezzamento del dollaro sull'euro (tabella 3.48).

Tabella 3.48 – Italia: costo del greggio importato. Anni 2004-2005 (\$/t e €/t)

Anno	Cambio	Quantità Mt	FOB	FOB	FOB	CIF	CIF (€/t) Totale	Grado Api	Zolfo
	Euro/\$		Importo	Nolo+Ass	Totale	Totale			
2005	0,809	85,320	<b>370,36</b>	8,40	378,76	<b>380,05</b>	<b>307,4</b>	34,19	1,248
2004	0,805	82,844	<b>260,39</b>	9,97	270,36	<b>268,95</b>	<b>216,5</b>	34,21	1,195
2003	0,886	80,399	<b>202,52</b>	6,58	209,1	<b>210,94</b>	<b>186,9</b>	34,48	1,097
2002	1,062	75,825	<b>174,88</b>	4,21	179,09	<b>179,25</b>	<b>190,4</b>	34,35	1,074

Fonte: elaborazioni su dati MSE e UP

Le variazioni percentuali rispetto al 2004 dei prezzi al consumo nel 2005, espressi come valori medi ponderati nell'anno, sono le seguenti:

- *benzina senza piombo* + 8,5%
- *gasolio autotrazione* + 18,0%
- *gasolio riscaldamento* + 14,9%
- *olio combustibile Btz* + 31,0%

Gli aumenti dei prezzi medi al consumo del 2005, pari questi ultimi a 1,221 euro/litro per la benzina senza piombo ed a 1,109 euro/litro per il gasolio-autotrazione, sono da porre in relazione sia al rialzo della componente industriale, sia all'effetto dell'IVA, che incide per il 20% non soltanto del prezzo industriale, ma anche delle accise.

Il costo industriale del gasolio per autotrazione, che aveva affiancato il costo della benzina ad un valore di 380 € per mille litri nel 2004, nel 2005 ha superato la quotazione delle benzine: 513 euro per mille litri, rispetto a 454 euro/mille litri di benzina.

Gli aumenti medi nei prezzi industriali dei prodotti sono inferiori alle corrispondenti variazioni delle quotazioni internazionali.

Nel quadro di questo regime di prezzi, rimangono confermate nel 2005 le tendenze che si sono andate affermando nei consumi degli ultimi anni: per un approfondimento si rimanda al paragrafo sulla domanda e al paragrafo relativo al settore trasporti.

### Organizzazione industriale del mercato

Nel 2005 i gruppi societari che operano sul mercato petrolifero nazionale hanno dato vita ad una serie di operazioni che hanno portato alcune variazioni negli assetti di mercato.

Fra i principali avvenimenti si segnalano:

- l'acquisizione da parte del gruppo API delle 2.800 stazioni di servizio della Italiana Petroli (IP), cedute dall'Eni per 186 milioni di euro. A seguito di tale operazione, API è divenuto il secondo operatore per numero di punti vendita con una quota di mercato del 12%;
- Shell ha venduto le proprie quote societarie nella *Raffineria di Roma* alla Total (che rafforza la propria posizione di controllo) e a Erg Petroli;
- il Governo libico ha deciso di mettere in vendita le attività facenti capo al gruppo Tamoil. Manifestazioni di interesse sono state presentate anche da Erg, API e Saras;
- all'inizio del 2006 sono stati quotati in borsa i gruppi petroliferi Saras e API.

Tabella 3.49 – Il ruolo dei principali operatori petroliferi. Anno 2004

	% di contributo alle vendite al mercato interno di tutti i prodotti petroliferi	n. di punti vendita carburanti in esercizio a fine anno
Eni Div. R&M (marchio Agip)	29,8	4329
Esso	12,5	2898
Tamoil	7,9	2197
KPI	7,6	2628
Erg	6,8	1969
Total	5,3	1406
Api	4,3	1638
Shell	3,8	1354
IP Italiana Petroli	3,0	2915
Altri	19,0	1066
<b>Totale</b>	<b>100,0</b>	<b>22400</b>
Fonte: Unione Petrolifera		

Tra il 2004 e l'inizio del 2007 il processo di evoluzione della rete carburanti ha subito un'accelerazione:

- nel 2004 le compagnie hanno avviato un piano volontario di razionalizzazione che ha portato al taglio di 1800 punti vendita;
- nel 2005 molte Regioni, hanno introdotto prime forme di flessibilità nell'ambito degli orari di apertura, avvicinando la distribuzione dei carburanti alle altre categorie commerciali;
- le Regioni hanno anche emanato provvedimenti che, tenendo conto delle specificità territoriali, sono volti a qualificare la rete, innalzando i livelli qualitativi degli impianti e favorendo i punti vendita integrati, dotati di attrezzature *non-oil*;
- la Commissione europea nell'ottobre 2005 ha avviato una procedura di infrazione nei confronti dell'Italia, a seguito di un esposto presentato da alcune aziende della grande distribuzione, per la presunta violazione della libertà di stabilimento prevista dal Trattato.

Nel gennaio 2007, infine, il Consiglio dei Ministri ha approvato un pacchetto di misure (alcune delle quali saranno introdotte con decreto legge, altre con disegno di legge) "a tutela del cittadino consumatore". Molte misure sono destinate a modificare l'assetto esistente della rete di distribuzione dei carburanti.

Il provvedimento stabilisce infatti che non possano essere poste «limitazioni alla possibilità di abbinare nello stesso locale o nella stessa area di vendita prodotti e servizi complementari e accessori rispetto a quella originale o principale e tale principio si applica anche alla distribuzione carburanti». In altri termini si liberalizza la vendita *non-oil* nei distributori e la vendita di carburanti negli altri esercizi, supermercati e ipermercati compresi.

In secondo luogo, con il provvedimento si rimuovono tutti i vincoli di distanza minima tra i distributori.

### **La normativa sulla qualità dei prodotti**

Con il decreto legislativo 66/2005, si è recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 2003/17/CE che ha introdotto nuovi limiti al tenore di zolfo di benzina e gasolio e al tenore di aromatici nelle benzine a partire dal 1° gennaio 2005; da questa data, è stata disposta la commercializzazione obbligatoria di carburanti con 50 mg/kg di zolfo in luogo dei precedenti 150 mg/kg per la benzina e 350 mg/kg per il gasolio. Contestualmente, è stato altresì previsto che nel territorio italiano dovesse essere disponibile, su una base geografica adeguatamente equilibrata, gasoli e benzine con tenore massimo di zolfo di 10 mg/kg. In attuazione di tale decreto, le aziende petrolifere hanno presentato appositi piani con le indicazioni degli impianti che garantiscono la disponibilità dei combustibili desolforati. L'APAT ha il compito di verificare la qualità dei carburanti e di preparare una relazione al Parlamento.

La direttiva 2005/33/CE del 6 luglio 2005 – di modifica della direttiva 1999/32/CE sul tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo – e l'Annesso VI della Convenzione Marpol impongono nuovi limiti al tenore di zolfo per questo tipo di combustibili a partire dalla seconda metà del 2006. La direttiva dispone che a partire dall'11 agosto 2006 le navi passeggeri che effettuano servizi di linea da o verso qualsiasi porto comunitario utilizzino combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo inferiore all'1,5 per cento in massa. L'Annesso VI della Marpol stabilisce inoltre che nelle zone di controllo delle emissioni di SO<sub>x</sub> nessuna nave possa utilizzare combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore all'1,5 per cento.

Per ciò che attiene agli aspetti normativi della produzione di biocarburanti, si rimanda al capitolo di approfondimento tematico.

### **Le scorte obbligatorie**

Per affrontare la situazione d'emergenza determinata dalla scarsità dell'offerta e in considerazione delle circostanze critiche in cui già versava l'equilibrio domanda/offerta di greggio e prodotti, il 2 settembre 2005 l'AIE, di concerto con i governi dei paesi membri, con la Commissione europea e con la Direzione Generale dell'OPEC, ha adottato con effetto immediato la decisione di immettere complessivamente sul mercato 2 milioni barili/giorno, per un periodo iniziale di 30 giorni, prelevandoli dalle scorte d'obbligo e/o strategiche<sup>23</sup>.

La quota di prelievo assegnata all'Europa risulta di 545.000 barili/giorno, dei quali 317 barili/giorno in benzine, 190.000 di distillati medi e 38.000 di olio combustibile<sup>24</sup>.

Dal provvedimento dell'AIE derivava, in particolare, all'Italia una licenza di rilascio dalle scorte per 82.870 barili/giorno per 30 giorni, pari al 4,1% dell'impegno totale<sup>25</sup>.

L'Italia ha contribuito a tale iniziativa riducendo progressivamente, a partire dal 10 settembre 2005, l'obbligo complessivo delle scorte di categoria I (benzine) e di categoria III (oli combustibili). Analogamente è stato stabilito che la ricostituzione delle scorte avvenisse con gradualità, in due fasi: la prima nel periodo 9 febbraio-30 aprile 2006 e la seconda nel periodo 1° maggio-30 giugno 2006.

<sup>23</sup> Si tenga presente che i paesi aderenti all'AIE possono anche non avere scorte strategiche, ma hanno l'obbligo di scorte dedicate alla sicurezza degli approvvigionamenti, nella misura e con modalità di prelievo che vengono regolate dall'AIE. Attualmente, le scorte detenute nei paesi membri AIE ammontano a più di 4 milioni di barili, di cui 1,4 milioni sotto il controllo dei governi (*Staffetta Quotidiana*, 6 settembre 2005).

In Italia, gli operatori tenuti per legge a tenere scorte (scorte d'obbligo) sono raffinerie, grandi importatori (primo tra questi l'Enel), depositi costieri e depositi fiscali.

Si ricorda che l'ultima volta che l'AIE ha aperto l'accesso alle scorte è stato nel gennaio del 1991, in occasione dell'inizio della guerra del Golfo: in quella circostanza, insieme ad altre misure di sostegno delle forniture, fu consentito il prelievo di quasi 2 milioni barili/giorno di greggio, di cui 74.000 a carico dell'Italia.

<sup>24</sup> International Oil Daily- Sept. 9, 2005.

<sup>25</sup> La quota è stata calcolata sulla base dei consumi di prodotti petroliferi nel periodo 2° trimestre 2004 - 1° trimestre 2005.

## La raffinazione

La capacità di raffinazione italiana, la maggiore in Europa e con un buon grado di diversificazione è, al pari della raffinazione europea, al limite della capacità di utilizzazione: nel 2005 le lavorazioni complessive delle raffinerie sono ammontate a 100,9 milioni di tonnellate (+2,2% rispetto al 2004), consentendo il quasi totale utilizzo degli impianti, soprattutto quelli idonei a trattare greggi di qualità non particolarmente pregiata (tabella 3.50).

Le quantità di greggio offerte negli ultimi anni sul mercato sono caratterizzate prevalentemente da alta densità ed alto tenore di zolfo, qualità che non si prestano ai cicli di lavorazione per la produzione di benzine e gasoli secondo gli specifici standard di qualità europei. Il 1° gennaio 2005 sono entrati in vigore i limiti della direttiva 2003/17/CE che impone una restrizione al tenore massimo di zolfo nei carburanti: per il gasolio, in particolare, si è passati da 350 a 50 parti per milione (ppm), ma già si prevede per il 2008 lo spostamento del limite a 10 ppm. Per tenere conto di queste nuove specifiche in materia di zolfo entrate in vigore dal 1° gennaio 2005, il sistema di raffinazione si è dotato di nuovi impianti idonei a produrre le nuove qualità di carburanti. La capacità di desolforazione è oggi pari a 38,9 milioni di tonnellate/anno rispetto ai 25,8 milioni di tonnellate/anno del 1996 (+50,8%).

Gli investimenti effettuati nel settore downstream nazionale, complessivamente stimati dall'Unione Petrolifera in circa 1,4 miliardi di euro nel 2005, per il 58% sono stati destinati alla raffinazione. Di questi, circa il 61% è stato destinato a obiettivi di miglioramento della qualità dei prodotti e ambientali (principalmente desolforazione di benzine e gasoli e riduzione delle emissioni).

Tabella 3.50 – L'attività delle raffinerie (Mt)

	1990	1995	2000	2003	2004	2005
Lavorazioni	89,7	87,5	94,2	96,8	98,7	100,9
greggio nazionale	4,0	5,1	4,5	4,9	5,2	5,5
greggio estero	73,8	73,4	82,9	84,4	87,0	88,7
semilavorati di importazione	11,9	9,0	6,8	7,5	6,5	6,7
Altri semilavorati, additivi/ossigenati, btx, metano	4,0	3,5	3,8	4,4	4,8	5,6
<b>Totale materia prima trattata</b>	<b>93,7</b>	<b>91,0</b>	<b>98,0</b>	<b>101,2</b>	<b>103,5</b>	<b>106,5</b>
di cui conto committenti esteri	11,8	3,3	6,7	3,9	4,1	3,9
<b>Capacità di raffinazione (*)</b>	<b>107,0</b>	<b>98,9</b>	<b>100,2</b>	<b>100,2</b>	<b>100,2</b>	<b>100,2</b>
<b>% di utilizzazione (**)</b>	<b>84,0</b>	<b>88,0</b>	<b>94,0</b>	<b>97,0</b>	<b>99,0</b>	<b>100,0</b>

(\*) 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

## Porti e infrastrutture portuali

Gli arrivi di greggio in Italia nel 2005 sono avvenuti attraverso una quindicina di porti, con una forte polarizzazione (quasi i 2/3) nei quattro porti maggiori (tabella 3.51).

Le movimentazioni maggiori ammontano a 25 milioni di tonnellate/anno nelle acque di Siracusa (porti di Augusta e Priolo), 14,6 milioni a Cagliari, quasi 37 milioni a Trieste. Il traffico nel porto di Genova, in crisi dopo la chiusura del tratto Genova-Ingolstadt dell'oleodotto CEL (Central European Line), ha ripreso a crescere fino ai 15,5 milioni di tonnellate attuali.

Gli altri porti nazionali hanno un'importanza marginale.

La tendenza alla polarizzazione è un tratto comune dell'area mediterranea indotto dalla inadeguata disponibilità di attrezzature necessarie per la ricezione e il trattamento delle zavorre oleose e dei residui di scarico, in molti casi addirittura assenti.

La situazione dei porti e dei terminali petroliferi mediterranei presenta elementi di rischio in relazione soprattutto all'elevato volume di traffico che interessa il carico e lo scarico di idrocarburi nell'insieme della rete portuale e la forte concentrazione di questo nei porti di maggiore capacità.

In relazione a quest'ultimo problema, è opportuno segnalare come l'Alto Adriatico stia diventando un crocevia nevralgico della movimentazione di greggio e di prodotti petroliferi, per la presenza del maggior porto petrolifero italiano, di numerose strutture portuali, raffinerie, depositi di prodotti petroliferi e strutture offshore di Slovenia e Croazia.

Tabella 3.51 – Gli arrivi di greggio nei porti italiani (Mt)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Augusta	11010	12390	14200	13030	13610	14900	15060	14530
Cagliari	12050	12130	13200	12190	12960	13450	13480	14605
Falconara	2850	3340	3300	3650	3540	3700	3390	3365
Fiumicino	3310	3680	3580	3750	3510	3600	3700	4030
Gela	3570	3840	2590	2690	1240	1060	1970	2050
Genova-Multedo (*)	20320	18600	14160	14020	14890	15350	15510	15605
La Spezia	130	5	-	-	-	-	-	-
Livorno	3700	3175	3710	3970	3940	4200	4030	4240
Milazzo	4400	4730	6910	6290	6400	8200	7440	7385
Napoli	3620	-	-	-	-	-	-	-
Priolo	6600	8550	8850	9750	9520	8600	10130	11145
Ravenna	270	235	60	70	30	70	40	40
Savona-Vado Ligure	5050	5790	6490	7010	7020	6450	6970	7235
Taranto	3305	3405	2530	3120	1020	1200	1930	1420
Trieste (**)	25865	27190	34520	35620	34870	34730	35880	36990
Venezia Porto Marghera	4210	4940	5600	5750	5680	6220	5800	5760
<b>Totale</b>	<b>110260</b>	<b>112000</b>	<b>119700</b>	<b>120910</b>	<b>118230</b>	<b>121730</b>	<b>125330</b>	<b>128400</b>

(\*) Compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto CEL fino al 1996 (dal 1997 chiuso il tratto Genova Ingolstadt)

(\*\*) Compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL

Fonte: Unione Petrolifera

In particolare, la costruzione di un secondo terminale nei pressi di Rijeka, nel quale dovrebbe affluire, via oleodotto, greggio russo dal Mar Nero senza transitare per gli stretti congestionati della Turchia, creerà situazioni di congestione e pericolo che dovranno essere prevenute attraverso ingenti investimenti per la gestione del traffico.

### 3.3.4.2 Gas naturale

#### Il quadro d'insieme

Nel 2005 il fabbisogno di gas naturale ha superato gli 86 miliardi di m<sup>3</sup> facendo registrare una forte crescita della domanda (quasi 7% in più rispetto all'anno precedente). Il contributo principale alla crescita è stato determinato dal settore elettrico (+13,9%) per l'entrata in esercizio di nuovi impianti a ciclo combinato. Le rigide temperature invernali hanno determinato una forte crescita anche dei consumi per usi civili (+6,5%).

L'offerta è stata coperta per oltre l'85% da importazioni e solo in minima parte dalla produzione interna (14% contro il 42% di metà anni novanta). Nel corso dell'anno il ricorso alle scorte è stato maggiore rispetto agli anni precedenti per far fronte alla situazione di emergenza di cui si darà conto nei prossimi paragrafi.

#### Produzione, esplorazione e riserve

Nel 2005 la produzione interna di gas naturale si è ridotta del 7,6% rispetto al 2004, portandosi a 11,977 miliardi m<sup>3</sup>: una consistente flessione, che conferma il trend in atto dal 1994, quando fu raggiunto il picco di 20,6 miliardi m<sup>3</sup>.

La produzione si concentra prevalentemente in sette regioni (Basilicata, Puglia, Sicilia, Emilia Romagna, Marche, Molise ed Abruzzo), mentre in mare la maggiore produzione di gas proviene dalla zona A dell'Adriatico, che da sola fornisce più della metà dell'intera produzione nazionale. L'off-shore, nel suo insieme, eroga più dell'80% della produzione.

*"In base ai risultati provvisori della consueta indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità, il segmento della produzione di gas naturale in Italia è dominato da Eni che possiede la quota di produzione nazionale maggioritaria e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti (84,1%). In questa fase della filiera, nel 2005, soltanto altre tre società, Edison, Shell Italia E&P SpA e Gas Plus Italiana SpA hanno raggiunto una quota prossima o superiore al 2%"*<sup>26</sup>

<sup>26</sup> Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", 6 luglio 2006.

Alla contrazione produttiva concorre, come nel caso del greggio, il declino delle attività di esplorazione, anche in relazione alla interdizione dell'accesso produttivo a zone di mare in cui sono insediate quote significative di riserve provate.

Le riserve recuperabili<sup>27</sup> di gas al 31 dicembre 2005 ammontano a circa 170 miliardi m<sup>3</sup> (di cui 116 accertati), mentre nel 1991 esse erano valutate pari a 370 miliardi m<sup>3</sup>. La collocazione di quasi il 65% delle attuali riserve in area marina e, in particolare, nella zona A dell'Alto Adriatico, aggrava il problema della mancata ricostituzione delle riserve.

Una parte rilevante delle nuove risorse economicamente coltivabili (circa 80 miliardi di m<sup>3</sup> di riserve recuperabili, o quasi 50 miliardi di riserve certe) è stata, infatti, localizzata nell'Adriatico settentrionale, una zona marina sulla quale si è instaurato negli anni 90 uno stato di allarme riguardo ad eventuali, ipotizzati effetti ambientali negativi delle attività di estrazione, con la conseguenza di impedire nuovi investimenti di ricerca. Anche la produzione in altre aree procede con molti ostacoli: nel 2005 la Regione Sicilia ha avanzato alcune riserve sulle ricerche di idrocarburi nei siti protetti dall'Unesco nell'area di Ragusa.

A tale diffuso contenzioso è seguito il ritrarsi degli investimenti e la dissoluzione della ricerca sia nelle zone marine che nel retroterra: il rapporto tra riserve recuperabili e produzione annua (vita residua delle riserve) è passato da più di 21 anni nel 1991 a circa 14 nel 2005.

Recentemente sono stati raggiunti accordi tra l'Italia e la Croazia per la precisa delimitazione della piattaforma continentale comune, e ciò permetterà lo sviluppo di importanti riserve di gas già individuate al confine. Sono inoltre in corso anche il negoziato bilaterale con Malta ed alcuni contatti diplomatici con Tunisia e Libia per la delimitazione della comune piattaforma continentale mediterranea. La delimitazione precisa degli spazi marini nazionali potrebbe consentire all'Italia di procedere, nella certezza del diritto, all'apertura di nuove aree marine per la ricerca e coltivazione di idrocarburi.

### **Importazioni**

Nel 2005 le importazioni sono aumentate dell'8,2% rispetto al 2004, coprendo più dell'85% dei consumi nazionali.

La ripartizione dei volumi di importazione in relazione alla provenienza mette in evidenza che nel 2005 la maggiore quota di gas naturale proviene dall'Algeria (37% del totale importato), in larga parte via gasdotto fino al terminale di Mazara del Vallo (Sicilia), attraverso i gasdotti TTPC<sup>28</sup> (via Tunisia) e TMPC (in acque territoriali italiane), e in misura minore via nave, rigassificato presso l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (32%) attraverso i varchi di Tarvisio (gasdotto TAG)<sup>29</sup> e Gorizia. Le importazioni dai paesi del Nord Europa rappresentano in totale circa il 23,2%: si tratta principalmente di arrivi dai Paesi Bassi (10,9%) e dalla Norvegia (7,8%), che giungono in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (confine svizzero) (figura 3.39).

Infine vi sono le importazioni dalla Libia (attraverso il gasdotto *Greenstream* fino al punto di entrata di Gela in Sicilia, ancora in fase di completamento), e da altri paesi non appartenenti all'Unione Europea (complessivamente 7,6%). Presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia, in Liguria, nel 2005 sono stati rigassificati e immessi in rete circa il 3,4% dei volumi di importazione.

I dati forniti dagli operatori all'Autorità di settore, evidenziano l'importanza dei contratti pluriennali *take or pay* nell'attività di approvvigionamento (figura 3.40).

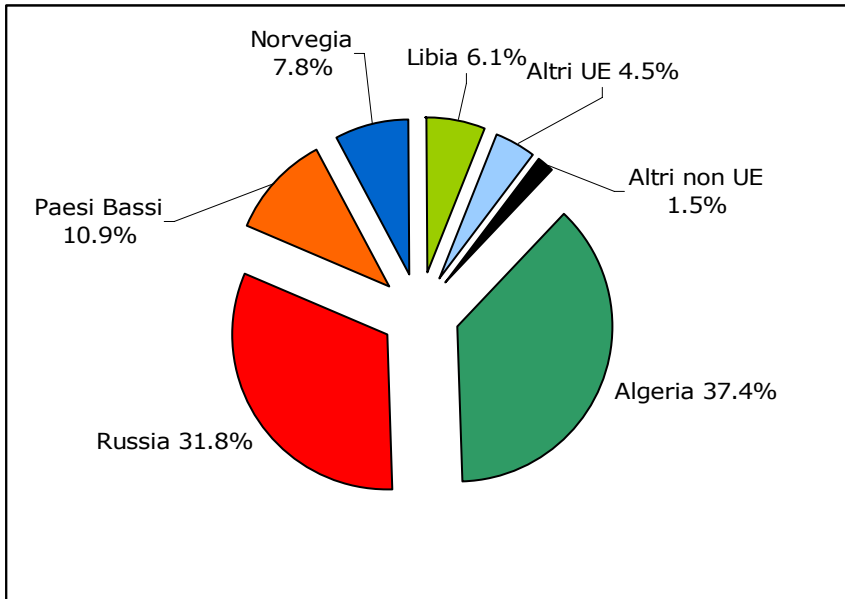
---

<sup>27</sup> Le Riserve recuperabili sono ricavate come somma delle Certe + il 50% delle Probabili + il 20% delle Possibili (MAP, Rapporto Annuale 2005 "Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia").

<sup>28</sup> Il sistema TTPC (*Trans Tunisia Pipeline*), che parte dal giacimento di *Hassi R'Mel* e attraversa il territorio tunisino dalla località di frontiera con l'Algeria (Oued Saf Saf) fino a Capo Bon sul Canale di Sicilia, si connette con il sistema TMPC, che attraversa il Canale di Sicilia da Capo Bon a Mazara del Vallo. TTPC, proprietà di Eni al 100% e titolare sino al 2019 dei diritti di trasporto esclusivo del sistema, è stata ceduta alla Sotugat, di proprietà dello stato tunisino, mentre in TMPC sono presenti Sonatrach ed Eni con quote paritarie.

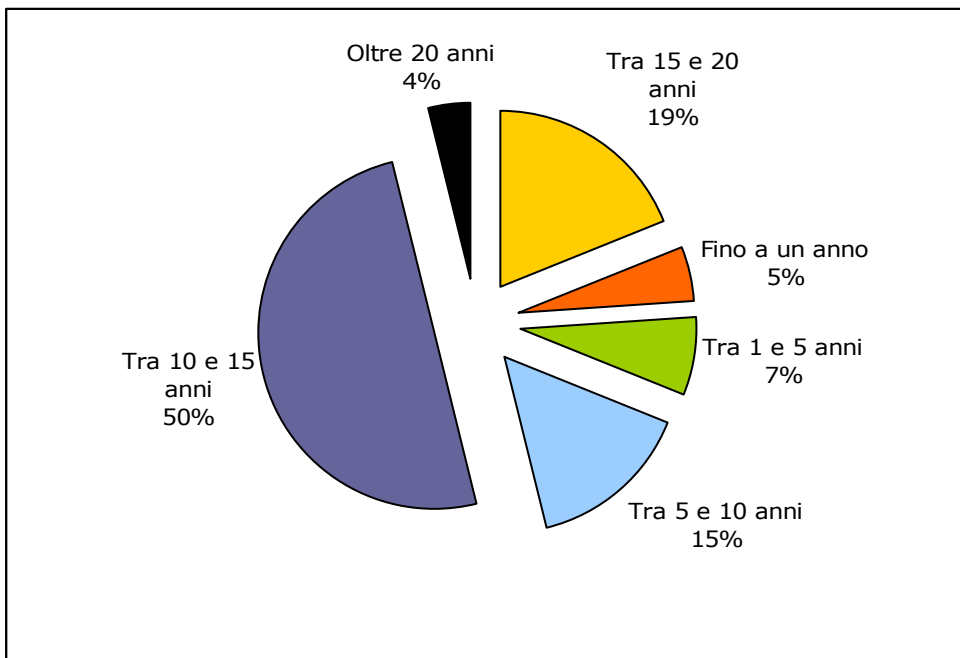
<sup>29</sup> Il gasdotto *Trans Austria Gasleitung* attraversa l'Austria da Baumgarten, nei pressi del confine tra questa e la Repubblica Slovacca, fino a Tarvisio. La società TAG GmbH, partecipata da Eni (89%) e da OMV Erdgas GmbH (11%), è titolare dei diritti d'uso del sistema TAG, mentre OMV è proprietaria dell'infrastruttura e svolge attività di gestione e manutenzione. Essa fornisce servizi di transito verso l'Italia e, tramite il *SOL Pipeline System*, verso la Slovenia e la Croazia, oltre a servizi di trasporto locale per i clienti austriaci.

Figura 3.39 – Italia: Importazioni di gas naturale per paese di origine. Anno 2005 (%)



Fonte: AEEG su dati MAP

Figura 3.40 – Struttura dei contratti attivi nel 2005 secondo la durata residua (%)



Fonte: AEEG su dati MAP

I contratti spot, definiti come contratti di durata inferiore o uguale a un anno, coprono solamente il 5% del totale; i contratti pluriennali, al contrario coprono gran parte dell'offerta di gas naturale importato: i contratti con durata residua superiore a 10 anni costituiscono, nel 2005, quasi il 70% del totale.

## Organizzazione industriale del mercato

Eni possiede la quota di produzione nazionale maggioritaria e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti (84,1%). Secondo i risultati dell'indagine congiunta dell'AEEG e dell'AGCM conclusasi a fine giugno 2004<sup>30</sup>, Eni SpA, monopolista della produzione nazionale, continuava a controllare in maniera diretta o indiretta anche il mercato delle importazioni di gas: nel 2004, con l'eccezione dei quantitativi importati da ENEL SpA e da Edison SpA, Eni importava direttamente il 62% del gas immesso nella rete nazionale dall'estero. Erano riconducibili ad Eni anche i volumi importati dalle società Plurigas SpA, Dalmine Energia SpA, Energia SpA e dalla stessa Edison, trattandosi di vendite di gas effettuate all'estero dall'impresa dominante (le cosiddette *vendite innovative*) a valere su contratti pluriennali da essa già conclusi a suo tempo con i produttori norvegesi<sup>31</sup>.

L'indagine ha riscontrato un divario dei prezzi rispetto agli altri paesi dell'Unione Europea che poteva essere imputato alla posizione di Eni SpA come principale produttore ed importatore nazionale ed ai riflessi negativi di tale comportamento sui prezzi del gas al netto delle imposte che, in Italia, restano tra i più alti in UE sia per gli usi industriali che per le grandi utenze civili.

Lo sviluppo infrastrutturale appare ancora oggi la principale barriera alla contendibilità del mercato. Come mostra la tabella 3.52, la capacità di immissione ai punti di interconnessione della rete nazionale è pienamente utilizzata. La capacità di trasporto di queste linee è prevalentemente assoggettata agli impegni contrattuali di importazione gravati da clausole *take or pay* e concordati da Eni anteriormente all'emanazione della direttiva 98/30/CE. Al riguardo, l'AGCM sostiene che l'assenza di una disciplina per l'accesso trasparente e non discriminatorio ai gasdotti internazionali rende difficile e oneroso l'accesso di terzi, anche a causa di asimmetrie di informazione riguardo alle capacità disponibili e di problemi di raccordo con le tariffe di trasporto sulla rete nazionale.

Anche in presenza di contratti di importazione conclusi da concorrenti dell'impresa dominante, il mancato ampliamento della capacità di trasporto impedisce l'espansione delle importazioni in Italia ed in Europa (configurato dall'AGCM come abuso di "carattere escludente"). Un presupposto ineludibile per un maggior grado di concorrenza è quindi l'espansione della capacità di importazione per condotta e un'espansione della capacità di rigassificazione.

Tabella 3.52 – Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia (milioni di m<sup>3</sup>/giorno). Anno termico 2005-2006

Punto di entrata	Conferibile	Conferita	Disponibile	Conferita/conferibile
<b>Passo Gries</b>	57,5	57,5	0,0	100%
<b>Tarvisio</b>	88,3	84,1	4,2	95%
<b>Mazara del Vallo</b>	80,5	80,4	0,1	100%
<b>Gorizia</b>	2,0	0,9	1,1	43%
<b>Gela</b>	22,8	22,8	0,0	100%
<b>Totale</b>	<b>251,1</b>	<b>245,7</b>	<b>5,4</b>	<b>98%</b>

Fonte: AEEG su dati MAP e SRG SpA.

<sup>30</sup> "Indagine conoscitiva sullo stato di liberalizzazione del settore del gas naturale"- IC/22, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dip.to per l'Informazione e l'Editoria (2005)". L'aggiornamento dei dati proprietari dei sistemi di trasporto in condotta sono tratti dall'indagine citata, che è stata avviata congiuntamente dall'AEEG e dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) nel febbraio 2003, all'indomani dell'apertura totale sul lato della domanda ma anche alla vigilia dell'entrata in vigore della nuova direttiva 2003/55/CE e, soprattutto, a seguito del rilievo sollevato dall'AGCM riguardo all'abuso di posizione dominante da parte dell'ex-monopolista Eni SpA. In seguito alla sentenza di abuso di posizione dominante, l'AGCM aveva imposto a Eni (provvedimento n. 11421 del 21/11/2002) il potenziamento delle infrastrutture di importazione al fine di rimuovere le strozzature all'importazione via gasdotto. Alla mancata ottemperanza di Eni agli obblighi di potenziamento delle infrastrutture, l'AGCM ha risposto comminando una multa di 4,5 milioni di euro e, contemporaneamente, imponendo l'obbligo di cessione di gas ai concorrenti (*gas release*), da consegnare al punto d'ingresso di Tarvisio a prezzo e condizioni non discriminatori e stabiliti dalla stessa AGCM (provvedimento n. 13644 del 17 ottobre 2004). Nella sostanza, l'indagine IC/22 ha messo in luce i limiti della strategia di liberalizzazione del mercato seguita finora dall'Italia. ("Indagine conoscitiva sullo stato di liberalizzazione del settore del gas naturale"- IC/22, op. cit). Se ne consiglia la consultazione per l'approfondimento dell'ingegneria contrattuale e dell'intreccio di interessi intorno agli impegni di potenziamento dei gasdotti citati e in relazione ai progetti di sviluppo di terminali GNL sulle coste italiane, particolarmente complessi nel caso del gasdotto TTPC.

<sup>31</sup> Edison ha acquistato da Eni 1,5 miliardi di m<sup>3</sup>/a di gas norvegese; Plurigas e Dalmine Energie hanno convenuto con Eni un contratto *take or pay* sino al 2011, rispettivamente per 3 miliardi e per 600 milioni di m<sup>3</sup>/a. Energia, inoltre, ha sottoscritto un contratto "ponte" per forniture di gas norvegese sino al 2005/06, ovvero sino all'entrata in servizio del gasdotto dalla Libia.



Secondo l'antitrust tale situazione di fatto si deve misurare con un'obiettivo riluttanza ad effettuare investimenti nello sviluppo della produzione e nelle infrastrutture nell'attuale situazione di transizione verso un unico mercato integrato<sup>32</sup>.

Per quanto riguarda l'immissione in rete di GNL, va sottolineato come appartenga ad Eni (GNL Italia SpA) anche il terminale di Panigaglia, l'unico attualmente attivo in Italia. Su di esso devono necessariamente convergere gli operatori che acquistano liberamente carichi di GNL dai paesi esportatori; ma le richieste di accesso superano di molto la capacità del terminale. L'AGCM è intervenuta in corrispondenza di un contenzioso apertosi tra la compagnia spagnola Gas Natural e GNL Italia SpA, ingiungendo a quest'ultima di concedere l'accesso alla Gas Natural per l'anno termico 2004-05; in tale occasione, si sono create le condizioni per l'utilizzo del terminale da parte di un maggior numero di utenti<sup>33</sup>.

Le opportunità offerte da un mercato in forte espansione e interessato da un profondo processo di ristrutturazione ha determinato, anche all'interno del territorio nazionale, la proliferazione di progetti per la costruzione di nuovi terminali (si veda il paragrafo seguente). La realizzazione di nuovi impianti contribuirebbe alla diversificazione geografica delle fonti di approvvigionamento e, favorendo l'ingresso di nuovi operatori nel mercato nazionale, alternativi all'*incumbent*. Inoltre proprio dalla diversificazione delle fonti si attende il contributo più concreto al contenimento, nel medio periodo, del costo del gas nel mercato interno, attraverso la riduzione del rischio di formazione di cartelli di produttori e l'aumento della concorrenza nell'offerta.

Il 18 febbraio 2005 il Consiglio dei Ministri ha approvato lo schema di decreto per la definizione dei criteri di privatizzazione e delle modalità di dismissione della partecipazione detenuta da Eni SpA nel capitale di Snam Rete Gas (SRG). Nel provvedimento viene messo in evidenza che solo l'esistenza di un soggetto separato in termini societari, e soprattutto proprietari, soggetto terzo quindi rispetto alle fasi della filiera diverse dal trasporto, possa assicurare la totale trasparenza e la non discriminazione dei comportamenti dell'impresa di trasporto del gas naturale. La privatizzazione di SRG, la società proprietaria della rete di trasporto e dispacciamento di gas naturale, assume particolare rilievo in quanto riguarda un'impresa che presta un servizio di pubblica utilità, un caso regolato dalla legge n. 481/95 all'art. 1 (comma 2), che assegna al Governo il compito di individuare criteri e modalità di cui sopra e di sottoporli all'approvazione del Parlamento. La quota azionaria di Eni in Snam Rete Gas, attualmente al 50,07%, è stata prevista scendere al di sotto del 20% entro il 31 dicembre 2008, secondo l'articolo 1, comma 373, della legge finanziaria 2006; il decreto attuativo sarà probabilmente emanato entro il primo semestre del 2007.

La cessione della partecipazione Eni in Stogit ha assunto un rilievo particolare, dato che quest'ultima opera in monopolio di fatto e controlla la principale fonte di modulazione dell'offerta per tutte le imprese concorrenti di Eni, mentre questa può permettersi di rivolgersi in misura residuale ai servizi di Stogit, potendo avvalersi delle maggiori flessibilità di cui dispone attraverso un'ampia scelta nel ventaglio dei suoi contratti di importazione. La legge Marzano, inoltre, garantisce a Stogit il rinnovo delle concessioni per almeno altri 20 anni, e non potrebbe darsi altro caso dati i limiti di capacità e di punta dello stoccaggio italiano emersi con la crisi dell'inverno 2004-05, e sia pure in una prospettiva ottimistica di approvazione delle nuove concessioni richieste al MAP e tuttora in corso di valutazione.

L'indagine dell'Autorità citata a inizio paragrafo ha infine valutato il grado di apertura del mercato nel settore della vendita ai clienti finali.

---

<sup>32</sup> Secondo l'Antitrust, la scelta dell'Eni del 2003 di bloccare il potenziamento del gasdotto che attraversa la Tunisia, controllato attraverso la società Trans tunisian pipeline company (Ttpc), nonostante gli impegni presi con le autorità di regolamentazione e gli altri operatori, con un potenziamento da concludersi entro il 2007, determinerà il mancato arrivo in Italia nel biennio 2007-08 di circa 9,8 miliardi di metri cubi di gas. La scelta dell'Eni di non "sbottigliare" il tratto tunisino del gasdotto che collega l'Algeria e l'Italia fu determinata da rischi di "eccesso di offerta", considerazione che appare oggi fuori luogo per il rischio di continue riduzioni delle forniture dalla Russia. Tale analisi ha indotto l'AGCM a comminare una multa di 290 milioni di euro all'Eni, per aver ritardato gli investimenti nei gasdotti tra Algeria, Tunisia e Italia abusando della propria posizione di monopolista nelle reti del gas.

<sup>33</sup> Anche in questo caso, l'AGCM ha aperto un'indagine conoscitiva (18 novembre 2004) sulle modalità con cui è stato gestito il terminale da 2001 al 2004 e sulle strategie di approvvigionamento di GNL per il mercato italiano.

Nell'analisi dell'Autorità, tale segmento è "fortemente influenzato dal controllo esercitato da Eni, il maggiore operatore nazionale, su tutte le infrastrutture d'importazione. Eni continua a porre forti condizionamenti all'intera filiera del gas limitando, di fatto, le potenzialità di evoluzione del settore verso una maggior concorrenzialità. La mancanza di forniture autonome sul mercato internazionale del gas costringe le imprese autorizzate alla vendita nel mercato finale a rifornirsi di gas ricorrendo al mercato all'ingrosso, anch'esso alimentato principalmente dai quantitativi resi disponibili dall'operatore principale. A ciò si aggiunga che il settore del gas in Italia è stato storicamente caratterizzato dalla presenza di un numero elevato di imprese, operanti essenzialmente a livello locale, in condizioni di monopolio legale per le forniture cosiddette "civili" (domestiche e piccola industria-commercio) allacciate alle reti cittadine<sup>34</sup>".

La distribuzione è infatti un'attività di servizio pubblico soggetta a concessione. L'assegnazione della concessione è di competenza degli Enti locali – quali Comuni, unioni di Comuni o Comunità Montane – i quali svolgono, unitamente, attività di indirizzo e di controllo sulle attività di distribuzione.

L'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 ha sancito che l'assegnazione delle concessioni avvenga mediante gara – per periodi non superiori a 12 anni – ponendo fine alle procedure di assegnazione diretta, poco trasparenti ed arbitrarie. Il regolatore ha previsto, a riguardo, un periodo di transizione, tale da consentire ad Enti locali, da un lato, e operatori, dall'altro, di dotarsi degli strumenti necessari a gestire le nuove condizioni di mercato.

Il segmento della vendita appare meno concentrato dell'ingrosso: i primi 26 venditori coprono il 71% delle vendite complessivamente effettuate da questi operatori sul territorio nazionale, mentre è pari al 34% la quota del gruppo dei primi quattro venditori, composto da Enel Gas, Hera Comm Srl, E.On Vendita e Aem Acquisto e Vendita Energia SpA. Il numero di utenti finali che cambia fornitore è tuttavia esiguo e ciò segnala un insufficiente grado di apertura del mercato causato dalla predominanza dell'operatore dominante in tutte le fasi della filiera e in particolare in quella dell'approvvigionamento, dall'altro da una struttura di offerta frammentata ed essenzialmente a carattere locale.

### **Sviluppo delle infrastrutture di importazione**

L'adeguamento della capacità di trasporto al crescente fabbisogno potrà avvenire attraverso il potenziamento delle infrastrutture esistenti e la costruzione di nuovi gasdotti e rigassificatori.

Per quanto riguarda il potenziamento delle infrastrutture esistenti sono stati presentati i seguenti progetti:

- l'espansione della capacità del TransMed da 27 a 33,5 miliardi m<sup>3</sup>/a, in due fasi consecutive: fino a 30 miliardi/a entro il 2008 ed il completamento entro il 2012. La portata aggiuntiva finale, se le sue destinazioni non verranno regolate altrimenti, verrà ripartita tra Eni, Enel ed Edison (6 miliardi m<sup>3</sup>) oltre ad Energas e Bidas (1,5 miliardi m<sup>3</sup>);
- l'ampliamento del TAG (*Trans Austria Gasleitung*) fino a 26 miliardi m<sup>3</sup> di gas naturale proveniente dalla Russia, dei quali 21 assegnati all'Eni<sup>35</sup>, 3 all'Enel e 2 alla Edison; anche questo potenziamento avverrà in due fasi consecutive: una capacità aggiuntiva di 3,2 miliardi m<sup>3</sup> /a sarà a disposizione degli operatori dal 2008 e ulteriori 3,3 miliardi m<sup>3</sup>/a dalla fine del 2011;
- un aumento delle portate provenienti da Norvegia e Olanda attraverso la Svizzera, fino ad una capacità complessiva rispettivamente di 6 miliardi e 10 miliardi m<sup>3</sup>/a;
- un ulteriore potenziamento del gasdotto Libia-Italia mediante l'aumento delle centrali di spinta in Libia.

Per quanto riguarda la costruzione di nuove infrastrutture, sono in fase di studio di fattibilità o di progettazione i seguenti gasdotti:

---

<sup>34</sup> Autorità per l'energia elettrica e il gas, "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", 6 luglio 2006.

<sup>35</sup> Sono inclusi 2,5 miliardi di m<sup>3</sup>/a della Nigeria LNG in *swap deal*, che sbarca il GNL a Montoire in Francia; attraverso uno scambio tra *Gaz de France* e Snam Rete Gas, quest'ultima lo riposiziona in Italia attraverso il TAG.

- il gasdotto IGI Interconnector, fra Grecia e Italia, la cui condotta di 820 km, da Stavrolimenes ad Otranto, sarà realizzata da Edison e dalla società di Stato greca Depa. È stato firmato un accordo con il governo greco che prevede la realizzazione entro il 2010. Il gasdotto trasporterà annualmente fra gli 8 e i 10 miliardi m<sup>3</sup>/a di gas naturale proveniente dall'Azerbaijan, collegando la rete italiana a quella greca e turca. A tale iniziativa è interessata anche la Turchia, che ha sottoscritto una dichiarazione di collaborazione in campo energetico con gli altri paesi promotori;
- il progetto Galsi, il metanodotto che dall'Algeria raggiungerà le coste della Toscana, passando attraverso la Sardegna, finora esclusa dal sistema gas. Lo sviluppo della linea, dal giacimento di Haussi R'mel al porto di El Kala (640 km), dalla costa algerina a Cagliari (sottomarino per 310 km), comprende l'attraversamento della Sardegna fino a Olbia (200 km) e, infine, l'attraversamento del Tirreno fino alle coste dell'alta Toscana (300 km). Sono previsti una capacità di trasporto di 10 miliardi m<sup>3</sup> /a ed un costo che supera i 2,2 miliardi euro a carico delle compagnie Edison, Enel, Sonatrach e Wintershall, con la partecipazione della Regione Sardegna con le SpA Promegis e Sirfis; il progetto potrebbe essere già operativo dalla fine del 2008;
- il gasdotto Trans Adriatic Pipeline (Albania-Italia) e il gasdotto Interconnectirol (Bressanone – Innsbruck), per i quali sono stati presentati gli studi di fattibilità e sono stati ottenuti i finanziamenti dall'Unione Europea.

I potenziamenti elencati porterebbero la capacità di importazione ben oltre il fabbisogno previsto al 2010 (100 miliardi m<sup>3</sup>/a).

Contemporaneamente sono stati presentati numerosi progetti per terminali di rigassificazione da affiancare al terminale di Panigaglia:

- 1) il terminale *off-shore* nella provincia di Rovigo, promosso da Edison LNG, della capacità di 8 miliardi m<sup>3</sup>/a. Il terminale sarà gestito da ExxonMobil Italiana Gas Srl (società del gruppo ExxonMobil) e *Qatar Petroleum*, che hanno sottoscritto con Edison un accordo per l'acquisto del 45 per cento ciascuna del capitale sociale di Edison LNG. L'entrata in funzione è prevista per il 2008, anche se potrebbero crearsi contenziosi e ritardi a causa della mancata richiesta della valutazione di impatto ambientale relativo all'isola artificiale dove sorgerà l'impianto. Il gas proveniente dal Qatar verrà fornito da RasGas in virtù di un contratto di lunga durata (25 anni) sottoscritto da Edison;
- 2) terminale nel porto di Brindisi, promosso da British Gas della capacità di 8 miliardi m<sup>3</sup>/a, in cui BG procede da sola dopo l'abbandono dell'Enel. L'impianto è inserito tra le opere di interesse strategico di cui alla "legge obiettivo" individuate con delibera CIPE in data 21 dicembre 2001. L'impianto potrebbe rifornire gli impianti di generazione elettrica a mezzo CCGT localizzati in Puglia, ma la ferma opposizione degli Enti locali interessati e le recenti inchieste della magistratura relative a ipotesi di corruzione e concussione lasciano prevedere che la data di realizzazione non sarà anteriore al 2009;
- 3) il progetto della OLT Lng Toscana (controllata al 51% dalla spagnola Endesa e dall'azienda genovese AMGA). Il progetto per un terminale off-shore su nave, 12 miglia a largo delle coste livornesi, per una capacità di 3 miliardi m<sup>3</sup>/a, espandibili a 6, aveva ottenuto entrambe le valutazioni ambientali (d'impatto VIA e strategica VAS); successivamente è stata raggiunta un'intesa tra la Regione, i Comuni e le Province interessate per la realizzazione della piattaforma off-shore, che prevedeva lo spostamento dell'ancoraggio della piattaforma più a sud e forme di compensazione verso i Comuni interessati dal progetto. Si tratta solo di una tappa dell'iter complessivo che precede il decreto di autorizzazione del MAP ed il nullaosta definitivo del Ministero dell'Ambiente: sono ancora da ottenere il ritiro del ricorso al TAR del Lazio da parte del Comune di Pisa e il parere favorevole della Giunta regionale. Sarà probabilmente operativo dal 2008;

- 4) il terminale *off-shore* di Rosignano; il progetto, presentato da Edison associata a BP e Solvay, prevede un terminale da 3 miliardi m<sup>3</sup>/a all'interno del complesso industriale Solvay di Rosignano. La valutazione di impatto ambientale (VIA) nazionale è positiva; la VIA regionale ha avuto esito negativo. Il Comune di Rosignano ha richiesto modifiche al progetto che sarà rilocalizzato nell'area dello stabilimento Solvay di Rosignano e sarà ampliato a 8 miliardi m<sup>3</sup>/a;
- 5) il progetto di Gioia Tauro che deriva dalla fusione di due progetti in concorrenza. Il nuovo progetto presentato da parte della società LNG MedGas Terminal (100% CrossGas, controllata a sua volta al 40% dal gruppo Sensi e al 60% dal gruppo Belleli) nel porto di Gioia Tauro per 12 miliardi m<sup>3</sup>/a. Effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso la Valutazione di Impatto Ambientale;
- 6) il terminale di Taranto, progetto promosso dalla spagnola Gas Natural, della capacità di 8 miliardi m<sup>3</sup>/a; effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso la Valutazione di Impatto Ambientale;
- 7) il progetto Zaule, promosso da Gas Natural, della capacità di 8 miliardi m<sup>3</sup>/a; effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso la Valutazione di Impatto Ambientale;
- 8) il progetto di terminale *off-shore* di Monfalcone, promosso da Endesa, della capacità di 8 miliardi m<sup>3</sup>/a; effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso la Valutazione di Impatto Ambientale;
- 9) il progetto Porto Empedocle, promosso da Nuove Energie (che è stata poi acquisita al 90% da Enel), della capacità di 8 miliardi m<sup>3</sup>/a; effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso la Valutazione di Impatto Ambientale;
- 10) il terminale di Erg/Shell a Priolo-Augusta Melilli (8 miliardi m<sup>3</sup>/a); effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso la Valutazione di Impatto Ambientale.

Dei progetti elencati, i primi due (Rovigo e Brindisi) hanno già ottenuto l'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio.

L'art. 17 della legge 239 del 23 agosto 2004 (legge Marzano) prevede, per i soggetti che investano, direttamente o indirettamente, nella realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL, che essi possano richiedere, per la capacità di nuova realizzazione, una parziale esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi. L'esenzione viene accordata dal MAP caso per caso, per un periodo di almeno venti anni e per una quota di almeno l'80 per cento della nuova capacità, previo parere dell'AEEG. Ciò consentirebbe di destinare anche a forniture spot, ove le condizioni di mercato del GNL lo consentissero, la quota di nuova capacità non soggetta al diritto di allocazione prioritario, in modo da contribuire ad una maggiore liquidità dell'offerta, pur garantendo la remunerazione degli investimenti ai promotori del progetto.

È stata concessa l'esenzione per una quota pari all'80% della capacità del nuovo terminale di Rovigo, per un periodo di tempo pari a venticinque anni dall'avvio dell'operatività del terminale. La quota di capacità del terminale, oggetto della richiesta di esenzione, è destinata a essere utilizzata per la rigassificazione di GNL prodotto in Qatar e fornito dalla società Ras Laffan LNG Company Limited II (Rasgas), detenuta al 30% da società del gruppo ExxonMobil e per il 70% da Qatar Petroleum. Anche Brindisi LNG ha ottenuto l'esenzione per una quota pari all'80 per cento della capacità di rigassificazione del terminale per un periodo di 20 anni, su parere favorevole dell'Autorità.

### L'emergenza gas dell'inverno 2005-2006

Nell'inverno 2005-2006 si è assistito ad uno svasso anormale degli stoccaggi dovuto essenzialmente ai seguenti fattori:

- 1) le condizioni climatiche di straordinaria rigidità che hanno caratterizzato lo scorso inverno, determinando un incremento della domanda per riscaldamento;
- 2) la crescita della domanda del settore termoelettrico per l'entrata in funzione delle nuove centrali a gas;
- 3) la riduzione delle importazioni, per complessivi 190 milioni di m<sup>3</sup>, in particolare dalla Russia, che ha dovuto far fronte anch'essa all'ondata di freddo che ha colpito l'Europa dell'est;
- 4) la crisi commerciale tra Russia e Ucraina instauratasi a partire dai primi giorni del gennaio 2006 a seguito di contrasti riguardanti il rinnovo dei contratti di fornitura di gas naturale.

Per far fronte alla situazione di crisi il governo ha avviato un sistema di monitoraggio in collaborazione con Snam Rete Gas ed è in più riprese intervenuto con misure atte a fronteggiare l'emergenza; queste ultime prevedevano:

- 1) l'obbligo per gli operatori di massimizzare le importazioni e la produzione nazionale;
- 2) l'interruzione dei clienti con contratto di fornitura interrompibile;
- 3) deroghe ambientali per aumentare l'impiego dell'olio combustibile in centrali termoelettriche fino al 31 marzo 2006;
- 4) il decreto del Ministro delle attività produttive con norme transitorie per le temperature dell'aria negli ambienti; direttive ai produttori per l'incremento della produzione nazionale di gas oltre i limiti operativi normali;
- 5) direttive a Stogit SpA, per la gestione e l'impiego degli stoccaggi dopo l'inizio dell'utilizzo della riserva strategica anche mediante temporanea riduzione della pressione di parti della rete di trasporto.

Le misure adottate hanno differito l'utilizzo dello stoccaggio strategico alla metà di febbraio 2006. Ulteriori misure (non utilizzate nell'occasione) sono state predisposte per far fronte ad analoghe possibili situazioni di emergenza, esse prevedevano:

- blocco temporaneo delle esportazioni di energia elettrica con massimizzazione obbligatoria delle importazioni;
- esclusione temporanea dalla rete di grandi utilizzatori di gas.

Il 22 marzo 2006 il Ministro delle attività produttive ha dichiarato la fine dell'emergenza.

Le ragioni dell'emergenza non sono in realtà da ricercare solo nelle cause contingenti derivanti dalla casualità di un inverno particolarmente rigido, bensì da una generale insufficienza della capacità infrastrutturale di importazione e stoccaggio.

### Lo stoccaggio

Per l'anno termico<sup>36</sup> 2005-2006 il sistema di stoccaggio ha fornito complessivamente, ossia considerando nell'insieme i siti di stoccaggio gestiti dalle due imprese operanti – Stogit ed Edison Stoccaggio SpA – una disponibilità in termini di spazio per il *working gas* pari a circa 12,9 miliardi di m<sup>3</sup>.

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 miliardi di m<sup>3</sup>, mentre la disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione ciclica è pari a 7,8 miliardi di m<sup>3</sup>.

La massima disponibilità di punta giornaliera in erogazione è pari complessivamente a circa 253 milioni di m<sup>3</sup> standard, in condizioni di massimo riempimento degli stoccaggi.

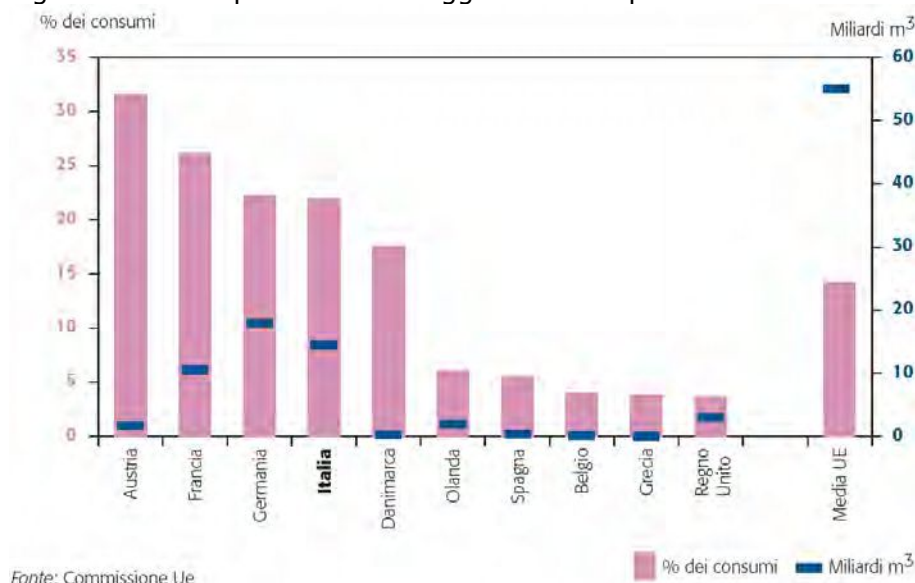
Le capacità messe a disposizione da Stogit nel 2005 sono state complessivamente pari a circa 12,55 miliardi di m<sup>3</sup>, di cui 7,450 miliardi di m<sup>3</sup> (circa 291 milioni di GJ) per il servizio di modulazione. Stogit possiede 8 siti operativi (Brugherio, Cortemaggiore, Ripalta, Sergnano, Settala, Minerbio, Sabbioncello e San Salvo) ed ha presentato piani di sviluppo per i siti di Alfonsine e Bordolano.

Nel complesso, nell'anno termico 2005-2006 Stogit ha stipulato contratti con 44 utenti. I volumi movimentati dal complesso degli stoccaggi Stogit al marzo 2006 sono pari a circa 17,2 miliardi di m<sup>3</sup>, di cui 9 in erogazione e 8,1 in iniezione.

Le capacità in termini di *working gas* messe a disposizione da Edison Stoccaggio SpA nell'anno termico 2005-2006 sono pari a circa 340 milioni di m<sup>3</sup>. Il sistema di stoccaggio Edison ha 7 utenti che fanno riferimento ai siti operativi di Cellino e Collalto.

<sup>36</sup> Da aprile 2005 a marzo 2006.

Figura 3.41 – Capacità di stoccaggio in alcuni paesi dell'Unione Europea. Anno 2005



Rispetto all'anno termico precedente, per l'anno termico 2005-2006 Edison Stoccaggio ha reso disponibile una capacità di spazio aggiuntiva di circa 71 milioni di m<sup>3</sup> a fronte del potenziamento della centrale di compressione e degli impianti di trattamento del campo di Collalto.

Le istanze presentate per le concessioni per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero delle Attività Produttive, che riguardano giacimenti di gas esauriti da convertire in stoccaggi e acquiferi in unità litologiche profonde, prevedono un incremento futuro della capacità (working gas) di circa 3 miliardi di m<sup>3</sup> per Stogit (siti di Alfonsine e Bordolano), di oltre 900 milioni di m<sup>3</sup> per Edison Stoccaggio (sito di Cotignola) e di altri 6 miliardi circa di m<sup>3</sup> ad altri tre operatori titolari dei progetti di Cornegliano, Cugno, Canton e Rivalta (gli ultimi due in acquifero profondo). L'iter autorizzativo ha presentato rallentamenti per tutti i progetti presentati e, al momento, non sembra possibile l'operatività di alcun sito prima del 2009.

La capacità di stoccaggio in Italia appare adeguata al fabbisogno interno se confrontata con la capacità degli altri paesi dell'Unione Europea (figura 3.41). Alcune peculiarità del panorama energetico nazionale (forte dipendenza dal gas naturale nel settore elettrico, forte dipendenza energetica complessiva) fanno ritenere auspicabile un ulteriore rapido sviluppo della capacità di stoccaggio nazionale. Lo stoccaggio si configura infatti come uno strumento essenziale di flessibilità per il mercato energetico. Lo sviluppo dell'attività potrebbe contribuire ad attenuare le oscillazioni dei prezzi, garantendo un discreto margine di sicurezza degli approvvigionamenti soprattutto in relazione a situazioni di crisi eccezionale; lo stoccaggio faciliterebbe anche il completamento del processo di apertura del mercato, permettendo l'afflusso di approvvigionamenti dal mercato spot attraverso la filiera del GNL e l'ingresso sul mercato di *trader* indipendenti.

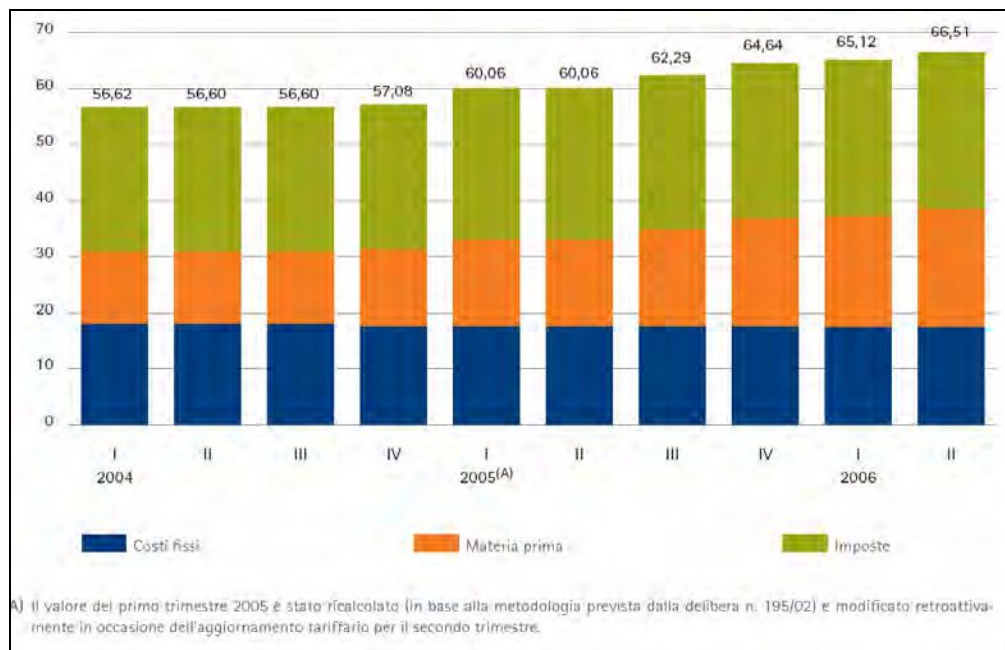
### La tariffa unica nazionale

La vendita è attività libera, non soggetta a regolamentazione tariffaria, tuttavia l'AEEG pubblica una tariffa media nazionale di riferimento, a tutela dei consumatori che utilizzano meno di 200.000 m<sup>3</sup> all'anno. Dal 1 gennaio 2004, con delibera 138/03, le società di vendita devono offrire tale tariffa ai piccoli consumatori, accanto ad eventuali proprie condizioni.

La tariffa di riferimento ha fatto registrare una continua ascesa dai 56,62 c€/m<sup>3</sup> del primo trimestre 2004, ai 66,51 c€/m<sup>3</sup> del secondo trimestre 2006 (figura 3.42). L'ascesa delle quotazioni del petrolio avrebbe inciso in maniera più marcata sulla dinamica della tariffa di riferimento se l'autorità di settore non fosse più volte intervenuta sui criteri di adeguamento tariffario, in particolare:

- nel 2004 rimodulando i criteri di adeguamento della componente a copertura dei costi di distribuzione sulle reti locali e cittadine;
- nel 2005 con un intervento di revisione sui criteri di adeguamento della componente materia prima.

Figura 3.42 – Tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale (c€/m<sup>3</sup>)

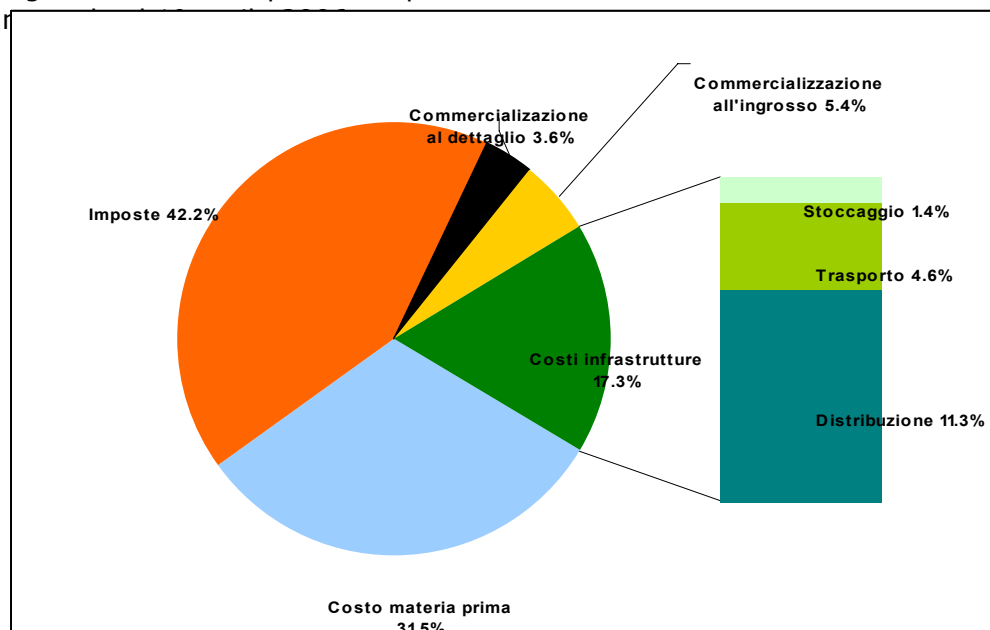


Fonte: AEEG

Nel secondo trimestre del 2006 la tariffa media nazionale di riferimento risulta composta per il 58% circa da oneri per la copertura dei costi e per il restante 42% dalle imposte (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA).

Il costo della materia prima incide sul valore complessivo della tariffa per il 31,5%, i costi di commercializzazione per il 9% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 17%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione che incide per l'11,3% sulla tariffa complessiva, mentre quella a copertura dei costi di trasporto raggiunge quasi il 5% e la componente per lo stoccaggio è pari all'1,4% (figura 3.43).

Figura 3.43 – Composizione percentuale della tariffa media nazionale di riferimento del gas



Fonte: AEEG

### 3.3.4.3 Il carbone

#### Il quadro d'insieme

Nel 2005 il consumo di combustibili solidi è diminuito dell'1,3% a causa della minore produzione di energia elettrica da carbone, dovuta soprattutto al lungo periodo di sospensione di attività della centrale di Brindisi Nord.

Il consumo di combustibili solidi avviene quasi esclusivamente nel settore termoelettrico e il fabbisogno nazionale è coperto quasi interamente da importazioni (la produzione interna e le esportazioni si attestano su valori trascurabili).

#### Produzione

L'unica risorsa carbonifera italiana è concentrata nel bacino del Sulcis Iglesiente, localizzato nella Sardegna sud-occidentale. Il deposito è costituito da numerosi strati di carbone, con potenze variabili da pochi centimetri a qualche metro, intercalati a calcari, marne, argille carboniose ed arenarie. L'attuale area di interesse minerario contiene, in base alle più recenti stime sulle riserve coltivabili nelle attuali condizioni, oltre 57 milioni di tonnellate di carbone mercantile<sup>37</sup> con potere calorifico maggiore di 5000 kcal/kg ed elevato contenuto di ceneri e zolfo.

Il bacino carbonifero, le cui attività estrattive erano state sospese nel 1972, è stato riattivato nel 1997 nel quadro del Piano di disinquinamento del territorio Sulcis Iglesiente che 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.

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".

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa firmato il 25 febbraio 2003 con la Regione Sardegna, il Ministero delle Attività Produttive e la Regione Sardegna si erano impegnati, per quanto di loro competenza, a promuovere uno studio di fattibilità per gli approfondimenti riguardanti la individuazione delle opportune soluzioni tecnologiche, la sostenibilità economico-finanziaria, amministrativa e soprattutto ambientale con particolare riferimento alle condizioni circa la realizzazione di nuova capacità produttiva termoelettrica che, oltre al rilancio della miniera di carbone del Sulcis, potesse consentire favorevoli ricadute in termini di alimentazione elettrica per le industrie di base dell'area, verificando la possibilità di costi dell'energia comparabili con quelli attualmente riconosciuti dai regimi speciali in essere. Lo studio, svolto dalla Società Sotacarbo SpA e consegnato nel giugno 2004 alle amministrazioni competenti, ha evidenziato come i livelli di costo dell'energia elettrica auspicati dalle industrie energivore (in linea con i regimi speciali in essere) siano conseguibili solo attraverso l'integrazione miniera-impianto di produzione, che costituisce l'opportunità per recuperare le risorse, in termini di contributi in conto esercizio per la produzione di energia elettrica da cedere in rete, previste dal DPR 28 gennaio 1994. Un impianto di tecnologia avanzata, di taglia intorno ai 650 MW, con un'alimentazione al 50% con carbone Sulcis ed al 50% con carbone di importazione, consentirebbe, secondo lo studio, il mantenimento dell'attività mineraria e la messa a disposizione delle industrie energivore dell'area dell'energia elettrica richiesta ai costi auspicati. Successivamente, a seguito di una serie di valutazioni condivise tra il Ministero delle Attività Produttive e la Regione Sardegna, nell'ambito delle disposizioni emanate con il decreto legge 15 marzo 2005, n. 35 convertito con modifiche con legge 14 maggio 2005, n. 80 allo scopo di consentire lo sviluppo produttivo ed incrementare la competitività delle imprese, è stata prevista all'art. 11, comma 14, l'assegnazione da parte della Regione Sardegna di una concessione integrata per la gestione della miniera del carbone Sulcis e la produzione di energia elettrica da una nuova centrale, realizzabile con una potenza massima di 640 MW. In vista della privatizzazione della Carbosulcis, la Regione Sardegna ha quindi indetto una gara internazionale, tuttora in corso.

<sup>37</sup> La riserva in situ è di circa 128 milioni di tonnellate, con produzione a regime fino a 3,3 milioni di t/anno di grezzo (40% di ceneri).



In attesa della realizzazione dell'impianto integrato, la miniera ha recentemente ripreso le attività produttive per predisporre l'approvvigionamento di carbone della centrale Enel Produzione Sulcis 3 esistente e della centrale a letto fluido atmosferico circolante da 360 MW, di prossima entrata in esercizio. È prevista una produzione complessiva di 1.100.000 tonnellate in 36 mesi ad un prezzo indicizzato alle quotazioni del carbone CIF di Rotterdam.

### Importazione

L'Italia importa via mare circa il 99% del totale del proprio fabbisogno di carbone, il quale presenta provenienze molto diversificate in relazione alla qualità ed agli impieghi dei carboni richiesti dal sistema industriale nazionale: i principali paesi di provenienza sono gli USA, il Sud Africa, l'Australia, l'Indonesia e la Colombia, con quote significative provenienti anche dal Canada, dalla Cina, dalla Russia, dall'Ucraina e dal Venezuela.

Le importazioni totali di combustibili solidi fossili sono diminuite del 3% circa, passando dai 25,8 milioni di tonnellate del 2004 ai 25,0 milioni di tonnellate del 2005: il contributo maggiore è derivato dal carbone da vapore, mentre c'è stato un recupero del carbone da coke (tabella 3.53).

Paese	Carbone da coke	Coke metallurgico	Carbone da vapore	Lignite	Altri	Totale carboni	Coke di petrolio
Belgio	0	0	0	0	0	0	45
Francia	0	0	0	0	625	625	0
Germania	0	0	183	8269	526	8978	0
Polonia	282802	0	182000	0	0	464802	0
Regno unito	0	0	0	0	0	0	96
<b>Totale UE</b>	<b>282802</b>	<b>0</b>	<b>182183</b>	<b>8269</b>	<b>1151</b>	<b>474405</b>	<b>141</b>
Australia	2108861	29054	681674	0	0	2819589	0
Bosnia-Erzegovina	0	53576	0	0	0	53576	0
Brasile	0	0	30000	0	0	30000	0
Canada	637176	0	505954	0	0	1143130	0
Cina	0	442251	0	0	0	442251	0
Colombia	0	0	2996745	0	0	2996745	0
Croazia	0	0	18303	0	0	18303	0
Egitto	0	44926	0	0	0	44926	0
Giappone	0	120549	0	0	0	120549	0
Indonesia	0	0	6735326	0	65115	6800441	0
Russia	13774	0	1032164	0	50497	1096435	0
Sud-Africa	205407	0	4394694	0	0	4600101	0
Ucraina	0	76121	886000	0	139309	1101430	0
USA	2430881	82189	204271	0	0	2717341	1543260
Venezuela	105603	0	394412	0	50516	550531	717706
<b>TOTALE Paesi Terzi</b>	<b>5501702</b>	<b>848666</b>	<b>17879543</b>	<b>0</b>	<b>305437</b>	<b>24535348</b>	<b>2260966</b>
<b>TOTALE Anno 2005</b>	<b>5784504</b>	<b>848666</b>	<b>18061726</b>	<b>8269</b>	<b>306588</b>	<b>25009753</b>	<b>2261107</b>
<b>TOTALE Anno 2004</b>	<b>5074423</b>	<b>1086909</b>	<b>19309421</b>	<b>8599</b>	<b>283798</b>	<b>25763150</b>	<b>2502181</b>
<b>Variatz. % 2005/2004</b>	<b>14</b>	<b>-22</b>	<b>-6</b>	<b>-4</b>	<b>8</b>	<b>-3</b>	<b>-10</b>

Fonte: Bollettino Petrolifero, MSE

### Esportazione

Nel 2005 si è registrata in Italia una limitata attività di esportazione di combustibili solidi, poco più di 331.000 tonnellate (contro 348.526 tonnellate nel 2004), di cui circa 282.700 tonnellate indirizzate verso i paesi UE ed il resto verso paesi terzi, da ascrivere per quasi il 70% al flusso di coke metallurgico.

Nella tabella 3.54 è illustrato il quadro completo delle esportazioni italiane di carboni per Paese di destinazione.

Tabella 3.54 – Esportazioni per Paese di destinazione. Anno 2005 (t)

Paese	Carbone da coke	Coke metallurgico	Carbone da vapore	Lignite	Altri	Totale carboni	Coke di petrolio
Austria	0	17323	0	0	0	17323	0
Belgio	0	602	0	0	1000	1602	0
Francia	0	63372	0	0	0	63372	64625
Germania	0	58264	0	0	11346	69610	0
Grecia	0	9986	0	0	0	9986	32063
Lussemburgo	0	25	0	0	0	25	0
Regno Unito	0	7313	0	0	0	7313	0
Slovenia	0	21148	60301	0	0	81449	4004
Spagna	0	0	0	0	29332	29332	0
Svezia	0	2700	0	0	0	2700	0
<b>Totale UE</b>	<b>0</b>	<b>180733</b>	<b>60301</b>	<b>0</b>	<b>41678</b>	<b>282712</b>	<b>100692</b>
Croazia	0	46	0	0	0	46	9162
Israele	0	188	0	0	0	188	0
Libano	0	887	0	0	0	887	5820
Marocco	0	7299	0	0	0	7299	0
Sconosciuto	0	10233	0	0	0	10233	0
Siria	0	60	0	0	0	60	0
Svizzera	0	11176	0	0	0	11176	0
Tunisia	0	873	0	0	0	873	0
Turchia	0	17987	0	0	0	17987	26395
<b>TOTALE paesi Terzi</b>	<b>0</b>	<b>48749</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>48749</b>	<b>41377</b>
<b>TOTALE Anno 2005</b>	<b>0</b>	<b>229482</b>	<b>60301</b>	<b>0</b>	<b>41678</b>	<b>331461</b>	<b>142069</b>
<b>TOTALE Anno 2004</b>	0	244157	55118	0	49251	348526	111657
<b>Variatz% 2005/2004</b>	0	-6	9	0	-15	-5	27

Fonte: Bollettino Petrolifero, MSE

### Prezzi

Nel 2005, è proseguita la crescita dei prezzi internazionali del carbone, a causa sia del favorevole andamento della domanda sia di alcuni problemi produttivi. La tendenza è generalizzata a tutte le principali aree geografiche fatta eccezione per l'Europa occidentale dove i prezzi sono calati a 60 \$/t nel 2005 (da una media di 70 \$/t nel 2004). L'aumento dei noli marittimi, causato dalla scarsità del naviglio, è uno dei fattori che negli anni scorsi ha inciso sulla crescita dei prezzi internazionali. Tale fenomeno potrebbe ridurre in prospettiva in maniera significativa la competitività del carbone rispetto agli altri combustibili fossili.

Un fattore di pressione sui prezzi internazionali ancora più determinante della disponibilità di flotte di trasporto è la forte crescita della domanda proveniente dall'Asia: in Cina, nell'ultimo biennio si è verificata una crescita della domanda pari a quella registrata nel decennio 1993-2003.

A parte i forti aumenti dei prezzi verificatisi negli ultimi due anni, la competitività del carbone dovrà confrontarsi con i futuri scenari, delineati da un lato dal Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di emissioni di gas serra, in accordo alla direttiva 2003/87/CE, e dall'altro dagli impegni derivanti dal Protocollo di Kyoto, con i relativi costi specifici associati alle emissioni di anidride carbonica.

### Tecnologie

Dopo l'adesione dell'Italia all'accordo internazionale *Carbon Sequestration Leadership Forum* (finalizzato allo sviluppo di tecnologie per la rimozione ed il confinamento dell'anidride carbonica dai combustibili solidi), sono stati avviati due progetti di ricerca finanziati dal MIUR.

Il primo progetto, che si avvale della partecipazione di Sotacarbo, ENEA, Ansaldo Ricerche e Università di Cagliari, prevede la produzione di idrogeno e di altri combustibili puliti dalla gassificazione del carbone, con cattura della CO<sub>2</sub>.

il secondo progetto (ZECOMIX) prevede invece la produzione di idrogeno dal carbone con un processo *zero emission*.

È stato inoltre firmato un protocollo di intesa fra la Regione Sardegna e il Consiglio Nazionale delle Ricerche per la produzione di metano artificiale attraverso la gassificazione del carbone.

## **Organizzazione industriale del mercato**

Nel 2005 è calato il consumo di combustibili solidi che, con 16,9 Mtep (-1,3% rispetto al 2004), hanno contribuito per l'8,5% alla copertura del fabbisogno energetico nazionale. In particolare, gli impieghi in termoelettrica hanno evidenziato una contrazione significativa: in base ai dati forniti dal GRTN, sono stati prodotti complessivamente in Italia 43,6 GWh da combustibili solidi contro i 45,5 GWh del 2004, con una diminuzione rispetto all'anno precedente dell'ordine del 4,2% e con un consumo superiore ai 17 milioni di tonnellate. A tale contrazione ha contribuito il parziale funzionamento della centrale Edipower di Brindisi.

L'ENEL, che ha ormai completato il programma di miglioramento ambientale delle centrali termoelettriche a carbone esistenti con l'obiettivo di abbattere le emissioni inquinanti, ha annunciato l'intenzione di riconvertire a carbone entro il 2009 centrali ad olio combustibile per ulteriori 5000 MW, per portare la propria quota di elettricità prodotta dal carbone intorno al 50% e ridurre i costi di produzione elettrica di almeno il 25%, con un investimento atteso di sei miliardi di euro complessivi.

Edipower ha allo studio l'eventuale trasformazione a carbone della centrale di San Filippo del Mela, in provincia di Messina, attualmente alimentata ad olio combustibile e un progetto di ristrutturazione per la centrale di Brindisi: si tratta di un piano che prevede, sostanzialmente, l'ambientalizzazione dei due gruppi a carbone attualmente in esercizio (da 320 MW ciascuno), la realizzazione del carbonile coperto ed il collegamento con la banchina di attracco delle navi carboniere mediante nastri trasportatori chiusi che permetteranno di evitare qualunque rischio di dispersione di polveri durante il trasporto. Inoltre il piano prevede l'installazione di un ciclo combinato a gas da 400 MW in sostituzione dei due gruppi a carbone fermi da tempo. In totale a Brindisi sono previsti circa 300 milioni di euro di investimenti<sup>38</sup>.

L'iter di riconversione delle centrali già esistenti prosegue lentamente:

- è stato avviato l'iter autorizzativo per la riconversione a carbone della centrale di Porto Tolle in provincia di Rovigo, la cui produzione a regime sarà di 16,5 miliardi di kWh all'anno destinati al carico di base. Nel luglio 2005 si è svolta presso il Ministero delle Attività Produttive la prima conferenza dei servizi relativa al progetto e a dicembre è stata raggiunta un'intesa tra Enel e Regione Veneto per la realizzazione di tre gruppi a carbone (invece dei quattro inizialmente previsti) per complessivi 1.980 MW e un investimento di oltre 1,5 miliardi di euro;
- il progetto di riconversione a carbone della centrale di Torre Valdaliga Nord a Civitavecchia (Enel), alimentata ad olio combustibile, è entrato nella fase esecutiva con lo smantellamento di uno dei quattro vecchi gruppi. Tali processi proseguono con notevoli ostacoli, soprattutto per la contrarietà manifestata dalle amministrazioni locali;
- il progetto di riconversione della centrale di Rossano Calabro è stato definitivamente abbandonato a causa delle opposizioni locali.

## **3.4 Le emissioni di gas ad effetto serra**

### **3.4.1 Andamento delle emissioni di gas ad effetto serra in Italia**

#### **Introduzione**

I gas ad effetto serra, oggetto del Protocollo di Kyoto, sono i seguenti: anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), protossido di azoto (N<sub>2</sub>O), esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC). In questa parte vengono analizzate, relativamente all'Italia, le serie storiche delle emissioni dei suddetti gas e dei settori economici che ne sono la fonte.

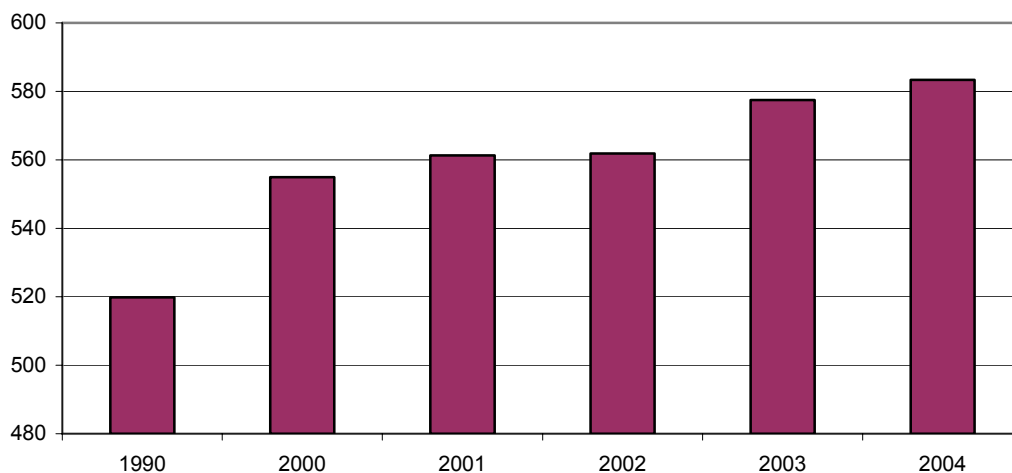
La serie storica prende inizio dal 1990 in quanto tale anno rappresenta l'anno base per il calcolo delle riduzioni delle emissioni nell'ambito del Protocollo di Kyoto.

Durante l'arco di tempo preso in esame (1990-2004) le emissioni di gas ad effetto serra sono aumentate di circa il 12,2% passando da 519,8 Mt CO<sub>2</sub> eq del 1990 a 583,3 Mt CO<sub>2</sub> eq del 2004. In figura 3.44 vengono riportati i valori delle emissioni di gas ad effetto serra per l'anno 1990 e per il periodo 2000-2004.

---

<sup>38</sup> Quotidiano Energia 31-1-07.

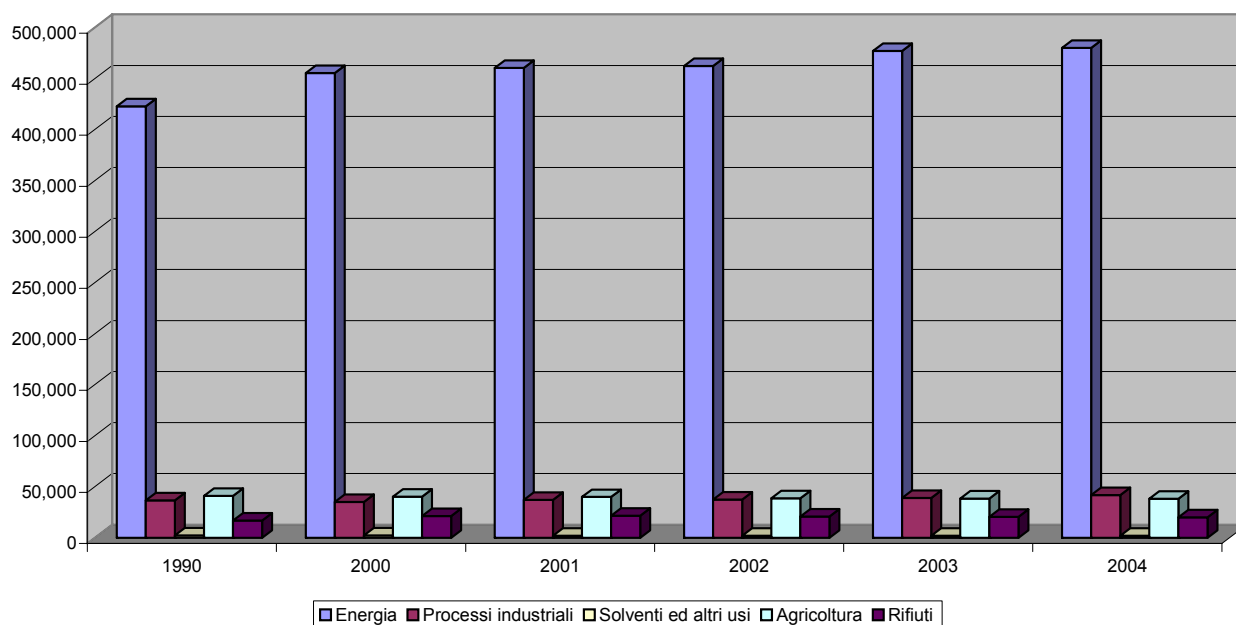
Figura 3.44 – Emissioni totali di gas ad effetto serra in Italia. Anni 1990-2004 (Mt di CO<sub>2</sub> equivalenti)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Il settore economico, che in modo predominante ha contribuito alle emissioni, è stato, come ragionevole aspettarsi, quello energetico (figura 3.45). Tale settore ha visto, nel periodo considerato, aumentare le proprie emissioni di circa il 13,6% passando da 422,5 Mt CO<sub>2</sub> eq nel 1990 a 480 Mt CO<sub>2</sub> eq nel 2004. Il contributo percentuale delle emissioni di questo settore rispetto al totale è stato di circa 81,3% nel 1990 e di circa 82,4% nel 2004.

Figura 3.45 – Italia: emissioni totali di gas ad effetto serra per settore (Mt di CO<sub>2</sub> eq)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Gli altri settori economici che hanno dato un contributo apprezzabile sono stati quello relativo ai processi industriali e quello relativo all'agricoltura con rispettivamente il 7,2% ed il 6,6%, tuttavia mentre il primo ha registrato un aumento di circa il 15% nel periodo considerato, l'agricoltura ha diminuito il suo contributo alle emissioni di circa il 11,3%.

Inoltre il settore dei rifiuti, con un contributo che nel tempo si è mantenuto intorno al 3,5%, ha mostrato un aumento di circa il 20% nel periodo considerato.

Infine il settore dei solventi organici rappresenta una quota molto trascurabile rispetto al totale (circa lo 0,4%) e mostra una diminuzione delle proprie emissioni nel periodo considerato di circa il 12,3%.

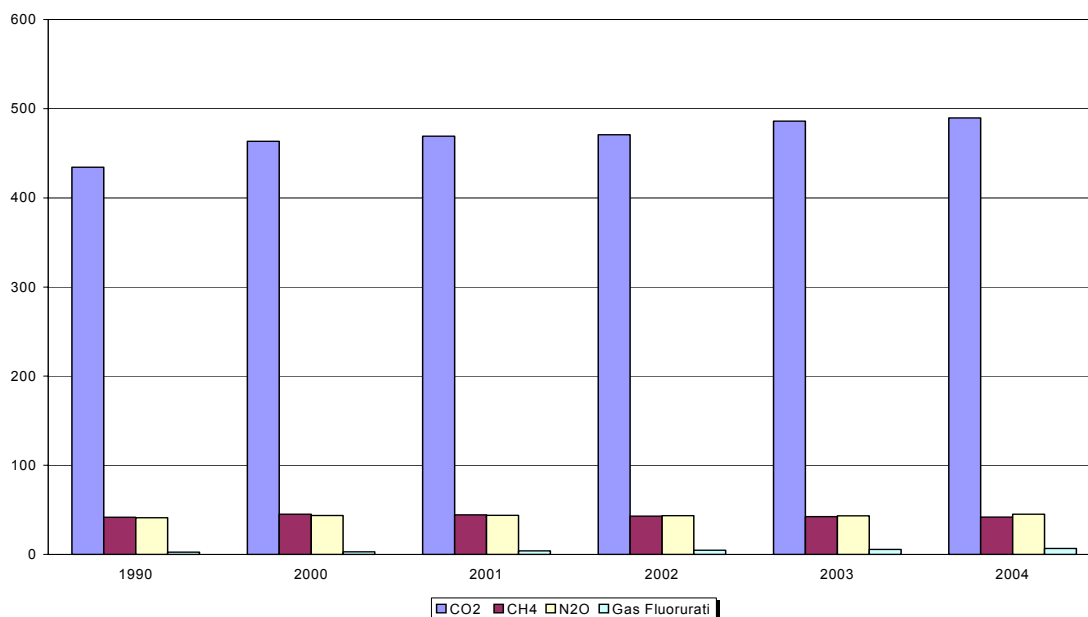
### Anidride carbonica

Le emissioni di CO<sub>2</sub> sono state, nel periodo considerato, la parte di gran lunga più significativa delle emissioni di gas ad effetto serra, rappresentando per tutto l'arco di tempo più del 83% delle emissioni totali ed arrivando a circa l'84% nel 2004 (figura 3.46). Le emissioni di CO<sub>2</sub> nel periodo considerato sono aumentate di circa il 12,7%.

Il settore che in modo pressoché assoluto ha contribuito alle emissioni di CO<sub>2</sub> è stato quello energetico, mantenendo la sua percentuale sopra il 93% e registrando nel periodo in esame una aumento di circa il 14% (figura 3.47)

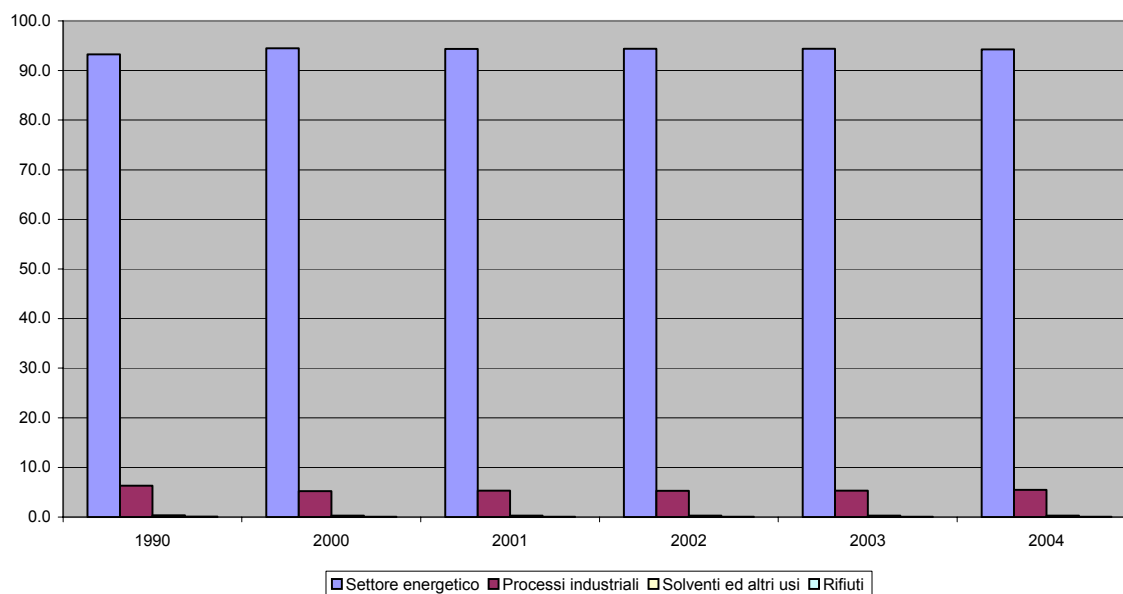
Data la rilevanza dell'argomento, si è ritenuto opportuno esaminare in maggior dettaglio le emissioni di CO<sub>2</sub> dal settore energetico nel paragrafo successivo.

Figura 3.46 – Italia: emissioni dei gas ad effetto serra considerati nel Protocollo di Kyoto (Mt di CO<sub>2</sub> eq)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Figura 3.47 – Italia: contributo settoriale alle emissioni di anidride carbonica (%)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

### Metano

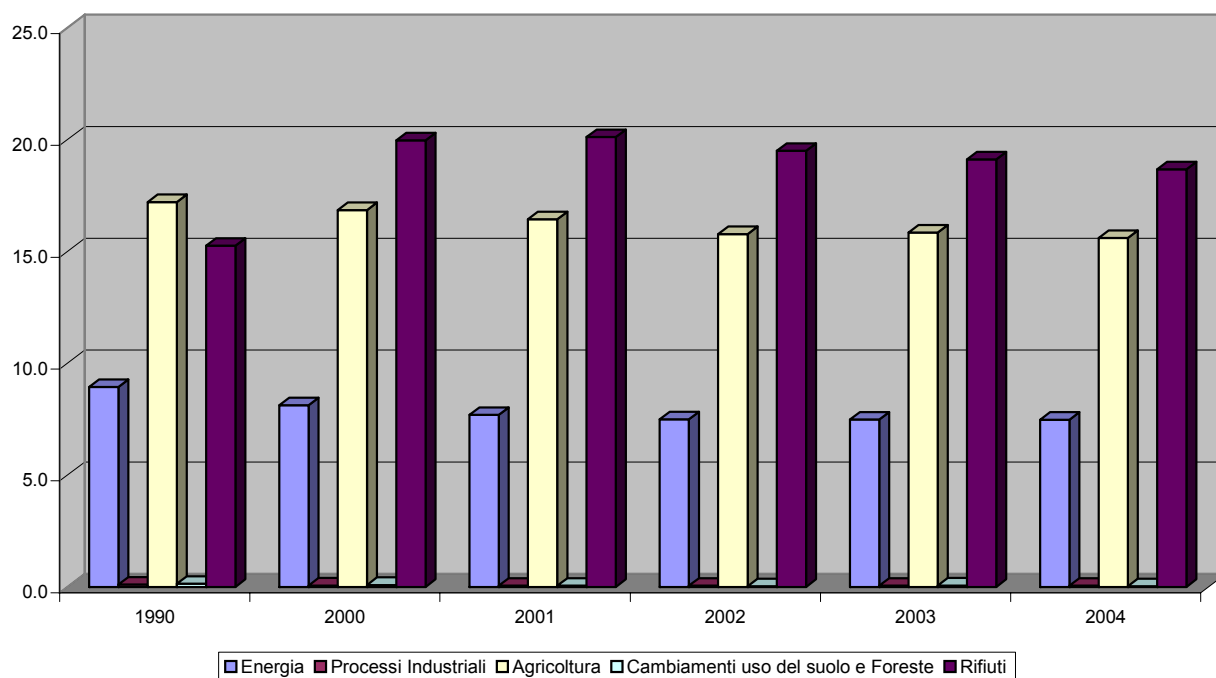
Le emissioni di metano hanno fornito un contributo apprezzabile alle emissioni totali di gas ad effetto serra con una quota di circa 7,2%, in una leggera flessione rispetto a quella del 1990, che era di circa l'8%. Le emissioni di metano hanno registrato un aumento fino alla metà degli anni 90 per poi ritornare praticamente ai valori del 1990.

Il settore che ha contribuito in modo più significativo è stato quello dei rifiuti, essendo il metano prodotto dalla fermentazione anaerobica di rifiuti organici nelle discariche. Tale settore ha rappresentato nel 2004 una quota pari al 44% ed ha registrato un aumento delle emissioni del 22,4% rispetto al 1990 (figura 3.48).

Molto importante è stato il contributo del settore agricolo con un valore nel 2004 pari a circa il 37,3%. Tale contributo, che è stato dovuto prevalentemente all'allevamento, ha mostrato nel periodo considerato una tendenza alla diminuzione.

Significativo è stato il contributo del settore energetico, con una quota al 2004 di circa il 18%, settore che ha mostrato tuttavia una tendenza alla diminuzione nel periodo considerato a seguito di un calo dell'attività di estrazione del gas naturale.

Figura 3.48 – Contributo settoriale percentuale alle emissioni di metano (Mt CO<sub>2</sub> eq)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

### Protossido di azoto

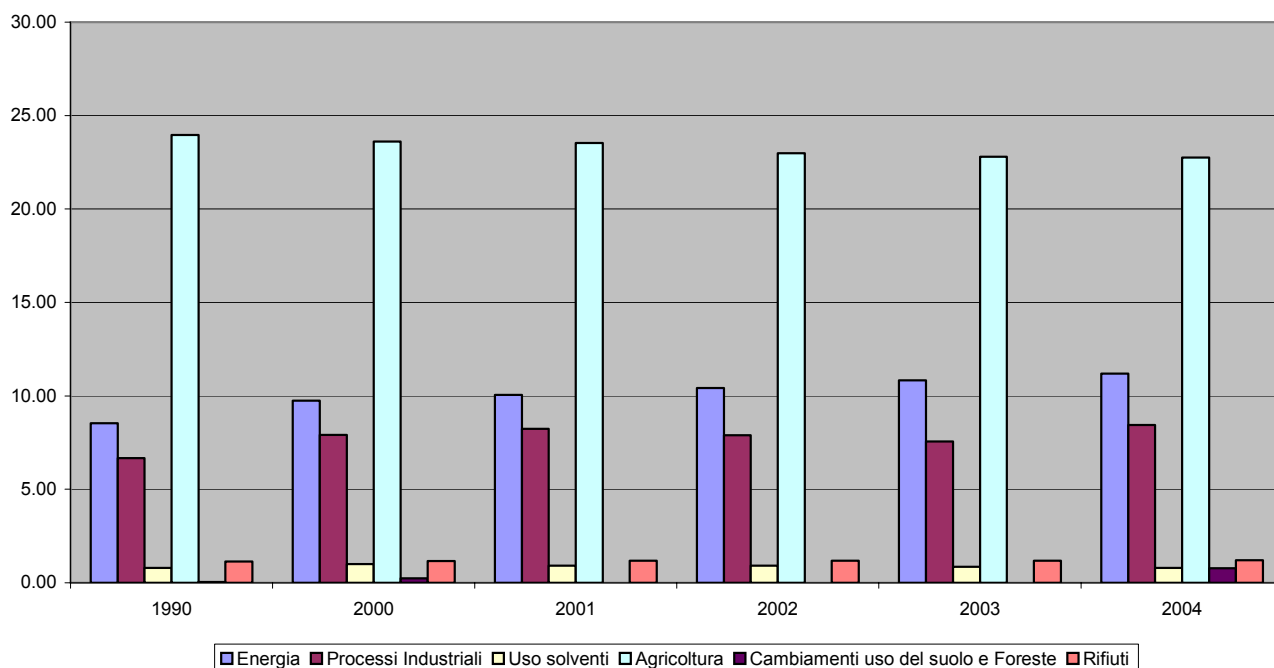
Le emissioni di protossido di azoto hanno rappresentato nel 2004 una quota pari a circa il 7,2% con una diminuzione rispetto al valore di circa l'8% del 1990. Le emissioni di tale gas sono aumentate nel periodo di circa il 10%.

Il settore che più ha contribuito alle emissioni è stato quello agricolo, principalmente a causa dell'uso dei fertilizzanti. Tali emissioni hanno registrato nel periodo una diminuzione di circa il 5% (figura 3.49).

Altri settori che hanno contribuito in modo significativo alle emissioni sono quelli relativi all'energia ed ai processi industriali, con una quota al 2004 rispettivamente di circa il 25% e di circa il 19%. Ambedue i settori hanno registrato un aumento nel periodo considerato, quello energetico di circa il 31% e l'altro di circa il 27%.

Marginali sono stati i contributi relativi a quelli dell'uso dei solventi ed altri usi, quello dei rifiuti e quello dell'uso del suolo.

Figura 3.49 – Contributo settoriale percentuale alle emissioni di protossido di azoto (Mt CO<sub>2</sub> eq)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

### Gas fluorurati

Le emissioni di gas fluorurati forniscono in generale un contributo molto modesto alle emissioni di gas ad effetto serra, rappresentando nel 2004 una quota pari a circa l'1,1%. Tuttavia le emissioni sono aumentate nel periodo di circa il 169%. La loro origine è collegata soltanto ai processi industriali, in quanto prodotti diretti dell'industria chimica.

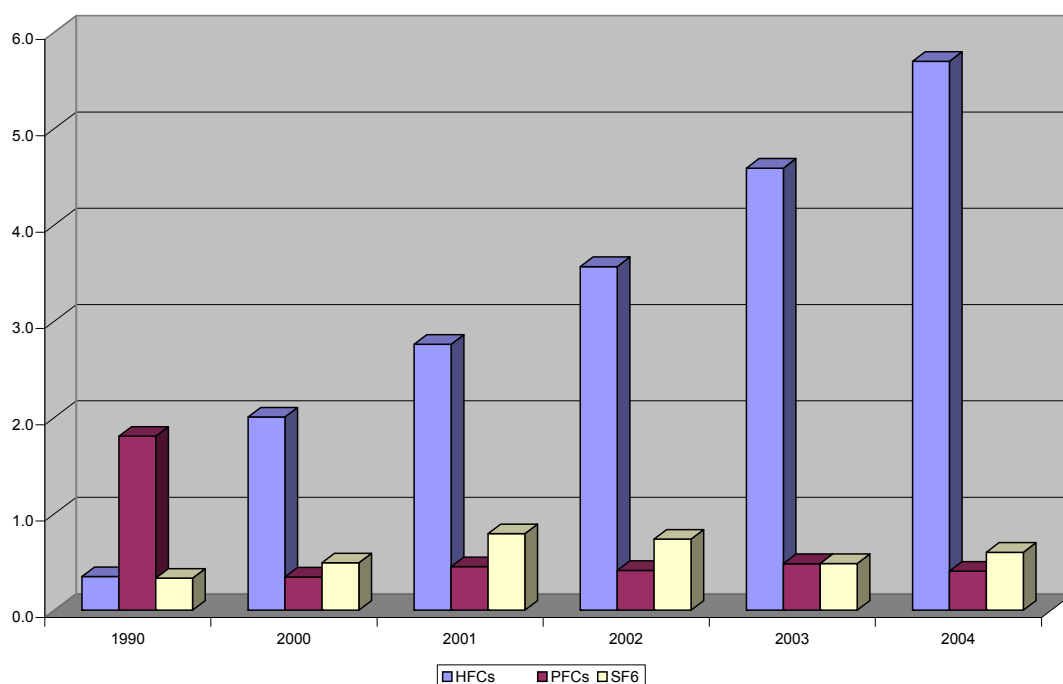
La famiglia di gas che ha maggiormente contribuito alle emissioni è stata quella degli idrofluorocarburi (HFC), che ha aumentato di circa sette volte le proprie emissioni nel periodo considerato (figura 3.50). La causa di tale aumento risiede principalmente nel fatto che tali gas sono stati utilizzati in sostituzione dei clorofluorocarburi (CFC), ritenuti responsabili della distruzione dello strato di ozono stratosferico.

Un rilevante aumento delle emissioni è stato registrato per l'esfluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>) con un valore di circa l'81% nel periodo in esame. Tale aumento è dovuto al rilevante uso di tale gas nell'industria elettrotecnica.

Infine i perfluorocarburi hanno registrato una forte riduzione nel periodo, circa il 22%, essendo la loro emissione collegata alla produzione dell'alluminio.



Figura 3.50 – Emissioni di gas fluorurati (Mt CO<sub>2</sub> eq)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

### 3.4.2 Le emissioni di CO<sub>2</sub> dal sistema energetico in Italia

Il gas climalterante più importante in termini di emissioni è la CO<sub>2</sub>. Le emissioni di CO<sub>2</sub> costituiscono, nell'ambito dei paesi dell'Annesso 1, oltre l'80% delle emissioni di tutti i gas coperti dal Protocollo di Kyoto.

Data la predominanza delle emissioni di CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> dal settore energia; tale scelta, nonostante l'elevato potenziale di riscaldamento globale del metano, del protossido di azoto e dei fluorocarburi è giustificata dal fatto che solo una quantità limitata delle emissioni di tali gas deriva direttamente dal settore energetico e quindi le politiche necessarie per il loro contenimento attengono principalmente ad altri settori produttivi quali ad esempio l'agricoltura. L'analisi sarà limitata all'Italia e all'Unione Europea nel suo complesso.

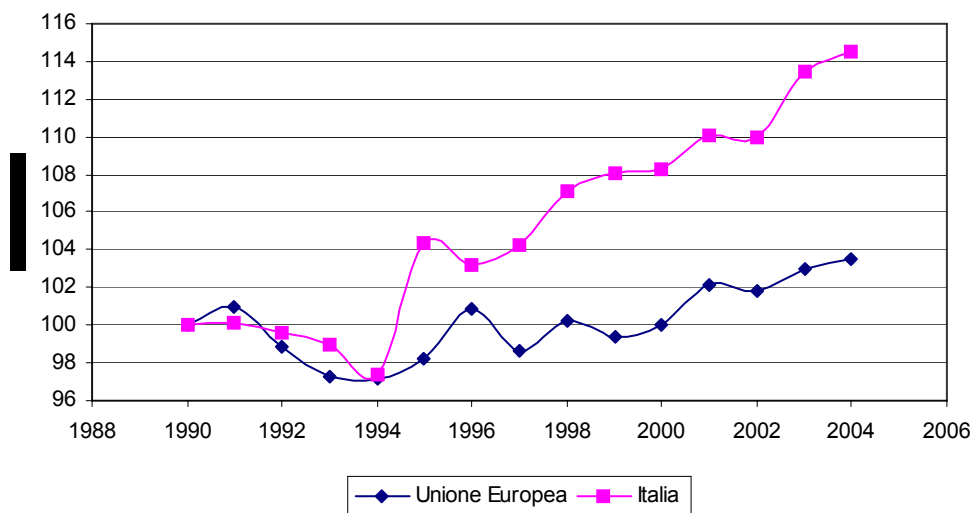
I dati qui ripresi e commentati sono pubblicati annualmente dall'Agenzia Europea dell'Ambiente, a cui si rimanda per il dettaglio delle emissioni complessive e per comprendere la metodologia e la complessità del processo di stima delle emissioni di gas ad effetto serra. Nella tabella 3.55 sono indicate le emissioni di CO<sub>2</sub> dal sistema energetico in Europa (UE-15) ed in Italia per il periodo 1990-2004. Le stime per l'Europa indicano un aumento di 132 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa pari a un +3,8% rispetto all'anno base 1990, mentre l'Italia, per cui le stime indicano maggiori emissioni per 58,6 Mt, ha avuto un incremento superiore al 14% (figura 3.51).

Tabella 3.55 – Emissioni di CO<sub>2</sub> dal sistema energetico in Europa. Anni 1990-2004 (Tg)

	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004
<b>Europa (UE-15)</b>	3146	3110	3059	3174	3157	3149	3208	3278
<b>Italia</b>	403	401	389	413	429	434	441	461
<b>Italia % su UE</b>	12,8	12,9	12,7	13,0	13,6	13,8	13,7	14,1

Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2005

Figura 3.51 – Emissioni di CO<sub>2</sub> dal sistema energetico in Italia ed in Europa (numeri indice 1990=100). Anni 1990-2004

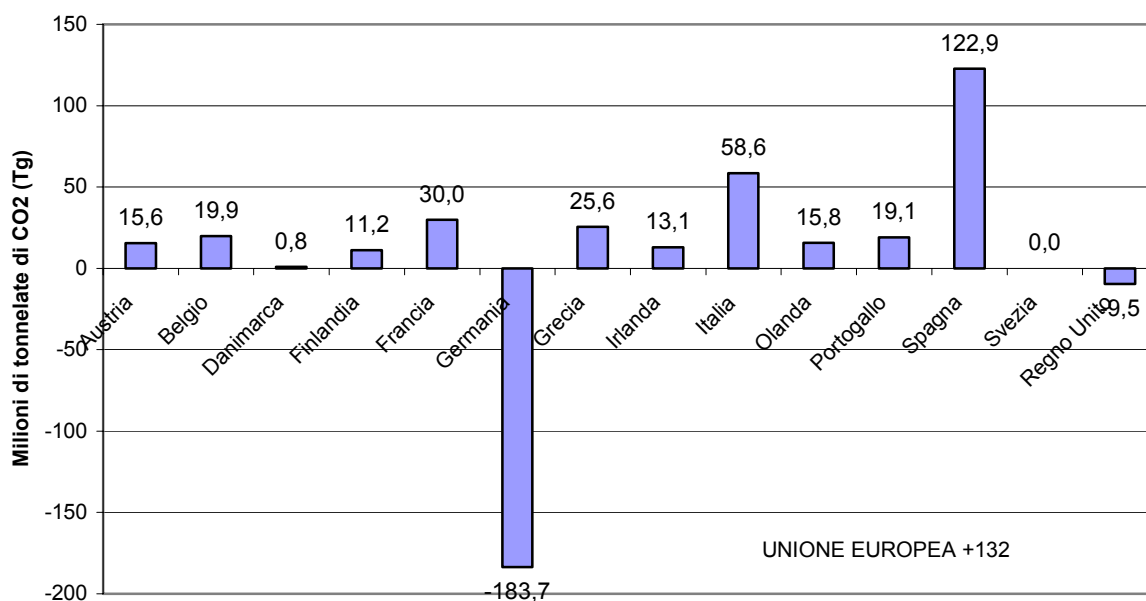


Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Questo consistente aumento porta l'Italia ad assumere un peso emissivo maggiore in Europa. Tra i 15 paesi membri oggi l'Italia è infatti il terzo, con il 14,1% delle emissioni complessive, dopo la Germania e il Regno Unito.

Tuttavia l'evoluzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dal settore energetico non è stata la medesima per tutte le nazioni europee (figura 3.52): due paesi, Regno Unito e Germania, hanno ridotto le loro emissioni rispetto all'anno base in virtù, rispettivamente, dell'introduzione nel mercato britannico del metano dei Mari del Nord e, per quanto riguarda la Germania, per la chiusura degli impianti dell'ex Repubblica Democratica Tedesca.

Figura 3.52 – Emissioni di CO<sub>2</sub> dal sistema energetico nei paesi europei. Differenze tra le emissioni dell'anno base e il 2004 (Tg)

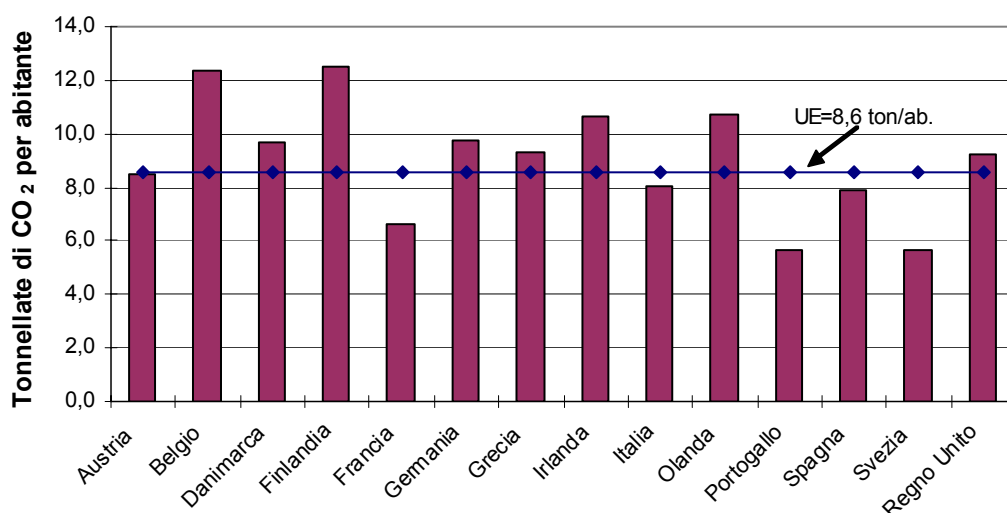


Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Spagna, Italia, Francia e Grecia hanno invece mostrato gli aumenti più significativi in termini assoluti, mentre Portogallo e Irlanda quelli percentualmente più elevati rispettivamente +47,9% e +44,0%. Al fine del raggiungimento degli obiettivi europei la Spagna e l'Italia, che nel complesso contribuiscono per il 24% al totale europeo, sono i paesi dove è più urgente mettere in atto politiche capaci di diminuire la crescita delle emissioni dal settore energetico.

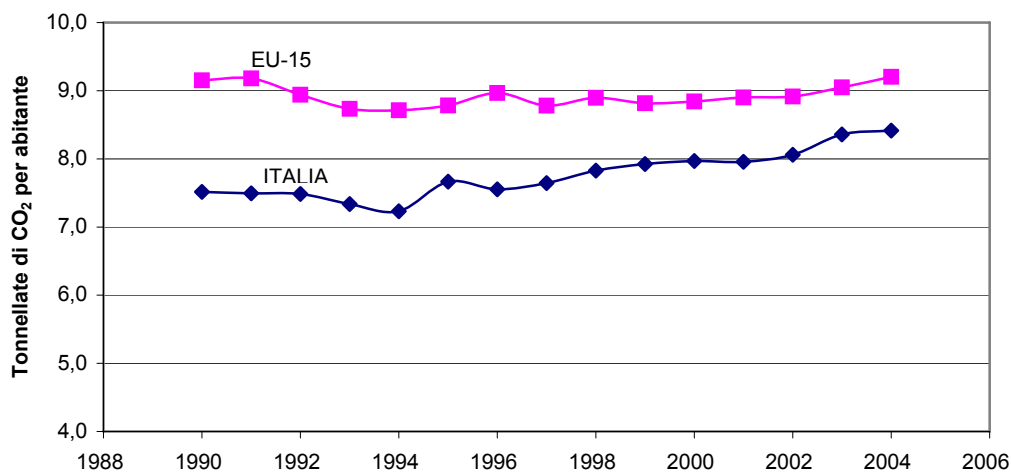
Nella figura 3.53 è mostrato il valore delle emissioni pro capite che, pur se in maniera grossolana, testimonia le differenze delle condizioni climatiche e dei sistemi energetici ed industriali dei diversi paesi. Germania e Regno Unito, che hanno ridotto moltissimo le loro emissioni, mostrano valori superiori alla media europea, così come i paesi freddi (Finlandia, Belgio, Olanda e Danimarca), mentre i paesi mediterranei, ad eccezione della Grecia, mostrano valori inferiori alla media. Nel decennio passato l'indice pro capite è leggermente ma continuamente aumentato per l'Italia, mentre in Europa, tale indice è leggermente diminuito per il periodo 1990-2002 per poi aumentare negli anni 2003 e 2004 fino a ritornare all'incirca al valore del 1990 (figura 3.54).

Figura 3.53 – Emissioni pro capite nei paesi dell'Unione Europea. Anno 2004 (tCO<sub>2</sub>)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Figura 3.54 – Andamento delle emissioni pro-capite in Italia e in Europa. Anni 1990-2004 (tCO<sub>2</sub>)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2004

Tabella 3.56 – Emissioni di CO<sub>2</sub> dal sistema energetico in Italia. Anno 2004 (Gg)

	2004
<b>Totale emissioni CO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>461.284</b>
<i>Di cui da:</i>	
▪ Industrie energetiche	160.903
▪ Industrie manifatturiere e costruzioni	85.351
▪ Trasporti	128.008
▪ Altri settori (Commerciale, Domestico, Agricoltura)	84.109
▪ Altro	2913

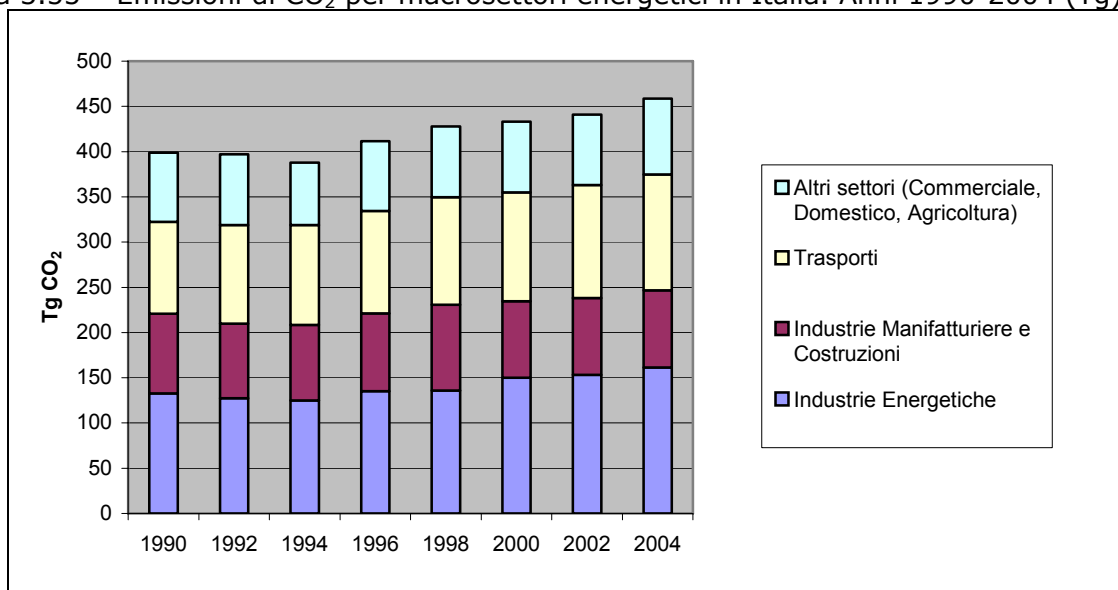
Fonte: APAT, 2006

I risultati italiani possono essere meglio compresi analizzando i diversi macrosettori in cui le cosiddette emissioni energetiche sono suddivise.

Nel 2004 in Italia il settore energetico nel suo complesso è stato responsabile dell'emissione di circa 461 Mt di anidride carbonica (tabella 3.56). Di queste, circa il 34% è emesso dalla produzione e trasformazione dell'energia, seguito dal settore dei trasporti con il 28%, dalle industrie manifatturiere e delle costruzioni con il 19% e dal settore residenziale/commerciale con circa il 18%.

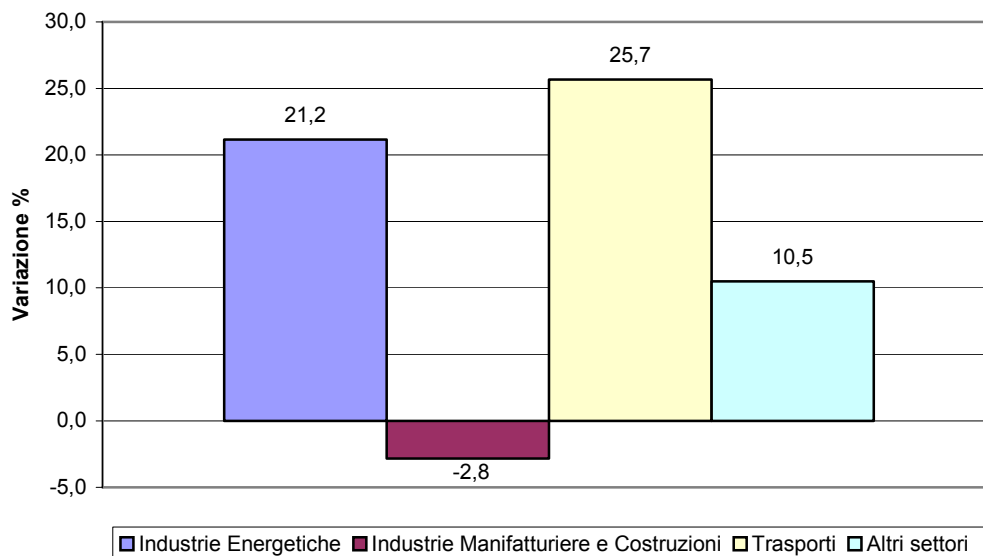
Nella figura 3.55 è illustrata l'evoluzione dei macrosettori su base biennale per il periodo 1990-2004; da essa risulta evidente come le emissioni da industrie energetiche siano aumentate significativamente nel decennio passato anche se con un andamento altalenante, mentre il settore dei trasporti ha avuto un incremento costante senza alcuna oscillazione.

Figura 3.55 – Emissioni di CO<sub>2</sub> per macrosettori energetici in Italia. Anni 1990-2004 (Tg)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT, 2006

Figura 3.56 – Variazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nei principali macrosettori energetici in Italia. Anni 1990-2004 (%)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT, 2006

Confrontando i dati attuali con quelli del 1990 si evidenzia come il settore dei trasporti ha avuto l'incremento più elevato (+25,7%), seguito dal settore della produzione e trasformazione energetica con un incremento di circa 21,2 punti percentuali, non trascurabile anche l'aumento del 10,5% che si è osservato nei settori residenziale e terziario (figura 3.56).

Il solo settore delle industrie manifatturiere e delle costruzioni ha evidenziato una contrazione del livello di emissioni (-2,8%) e se ciò è attribuibile in parte a un miglioramento delle tecnologie impiegate e a una migliore efficienza energetica, nondimeno ha giocato un peso la crisi produttiva di alcuni comparti industriali.

Risulta evidente che nei settori della produzione e generazione di energia e nel settore dei trasporti è necessario invertire la tendenza se si vuole raggiungere l'obiettivo di riduzione assegnato all'Italia, ma mentre nel settore della generazione di energia si attende che il completamento del processo di liberalizzazione e l'entrata in funzione di nuove e più efficienti centrali di produzione portino benefici concreti in termini di riduzione complessiva dei gas serra così come di inquinanti più tradizionali, nel settore dei trasporti non si intravedono segnali di un cambiamento di tendenza.

Le nuove tecnologie ipotizzate sono ancora lontane dalla loro introduzione e diffusione mentre l'ulteriore miglioramento di quelle già introdotte da tempo potrà portare benefici parziali, ma che rischiano di essere superati dall'aumento del parco circolante e delle percorrenze medie.



## **CAPITOLO 4**

### **IL GOVERNO DEL SISTEMA ENERGETICO TRA ESIGENZE LOCALI ED OBIETTIVI NAZIONALI**

L'energia è materia a legislazione concorrente Stato-Regioni; con il Decreto 112/98, il Sistema Energetico Nazionale è infatti governato dalle competenze centrali dello Stato e dalle competenze delle Regioni che, in questi ultimi anni, hanno assunto nuove e impegnative responsabilità nell'attuazione dei processi di decentramento.

Quasi tutte le Regioni hanno predisposto, e in gran parte attuato, i Piani Energetici Ambientali con l'obiettivo di determinare le condizioni più favorevoli di incontro della domanda e dell'offerta di energia avendo come obiettivi l'efficienza energetica e l'impiego delle fonti rinnovabili disponibili e più convenienti, attraverso il ricorso a tecnologie innovative di produzione energetica, per elevare la qualità dei servizi energetici a rete sul proprio territorio, talvolta anche promuovendo la sperimentazione di sistemi locali di produzione-consumo.

In questi stessi anni ha assunto poi sempre più rilievo la valenza ambientale delle politiche energetiche e la stretta relazione esistente tra le modalità di utilizzo delle risorse energetiche ed il valore complessivo di emissioni climalteranti che si determina. A questo riguardo le Regioni hanno saputo tradurre gli obiettivi nazionali di contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> in indirizzi di Piano Energetico (che per questo motivo è divenuto energetico-ambientale) evidenziando entità ed efficacia ambientale delle varie opzioni e scelte tecnologiche previste negli scenari di Piano.

Le direttive europee sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia (gas ed energia elettrica) e le incertezze sugli approvvigionamenti internazionali, unite alle carenze infrastrutturali italiane hanno poi riportato fortemente in primo piano l'esigenza primaria di garantire adeguati servizi energetici a rete all'intero sistema Paese ed a tal fine favorire il formarsi di un sistema produttivo nazionale complessivamente competitivo. Le preoccupazioni di possibili ostacoli che si sarebbero determinati a livello regionale-locale nei confronti dei necessari processi di innovazione e ristrutturazione del sistema energetico nazionale che dovevano essere messi in moto, hanno determinato a livello politico nazionale una sorta di ripensamento sul processo di decentramento energetico avviato, e di messa in discussione dello stesso istituto della legislazione concorrente basata sulla legislazione statale di principio e sulla legislazione regionale di dettaglio.

Il Sistema soffre ancora per un insufficiente collegamento tra i soggetti istituzionali preposti e, a livello nazionale, si sente l'assenza di indirizzi, regole ed obiettivi, necessari per un corretto sviluppo del decentramento. D'altro canto le ultime iniziative legislative ed i pareri espressi su queste dalle Regioni attraverso la Conferenza Unificata sembrano avviare una nuova fase di "cooperazione" caratterizzata da una maggiore definizione e precisazione puntuale delle linee di indirizzo da parte dello Stato associata però ad una "intesa" da realizzare con le Regioni.

#### **4.1 Il ruolo delle Regioni nel governo del sistema energetico**

Il processo di decentramento nella politica energetica si era già avviato con la legge 10/91 che assegnava alle Regioni il compito di predisporre i Piani Energetici Regionali, per indirizzare il sistema di incentivi di propria competenza alle iniziative volte alla riduzione del consumo di energia e alla valorizzazione delle fonti rinnovabili.

Con la Legge 15 marzo 1997, n. 59 (legge Bassanini), che prevedeva il conferimento alle Regioni e agli Enti locali, nell'osservanza del principio di sussidiarietà, di tutte le funzioni e i compiti amministrativi relativi allo sviluppo delle rispettive comunità, nel settore dell'energia risultano conservati alla competenza statale unicamente i compiti di "rilievo nazionale"

Con il Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (attuazione della Legge 59/97), gli art. 29 e 30 precisano le competenze di Regioni e degli Enti locali in materia di energia tra cui anche alcune procedure come l'autorizzazione delle reti elettriche con tensione uguale o inferiore a 150 kV, l'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da rifiuti, nonché da fonti convenzionali con potenza inferiore a 300 MWt.

La riforma del titolo V della Costituzione, attuata con la legge 3/2001 confermata da referendum, ha posto l'energia tra le materie a potestà legislativa concorrente tra Stato e Regioni; ciò vuol dire che in questa materia è riservata allo Stato la definizione degli indirizzi e dei principi fondamentali.

Spettano allo Stato le seguenti funzioni:

- la supervisione sull'esecuzione a livello nazionale degli obblighi comunitari ed internazionali;
- l'elaborazione degli obiettivi e delle linee guida della politica energetica nazionale;
- l'adozione degli atti di indirizzo e coordinamento per la programmazione energetica a livello regionale;
- le competenze di sicurezza energetica nazionale, di importazione, esportazione e stoccaggio di energia;
- la definizione delle condizioni generali di sicurezza negli impianti.

Lo Stato ha potestà legislativa esclusiva in materia di "tutela della concorrenza" e di "tutela dell'ambiente" attraverso le quali vengono fissate regole di funzionamento dei mercati e determinati standard minimi ed uniformi a livello nazionale per la tutela ambientale, talvolta non modificabili dalle Regioni in ragione della tutela della concorrenza e del divieto d'imporre limiti alla circolazione delle merci.

Alle Regioni spetta la potestà legislativa anche regolamentare, con alcune limitazioni derivanti dalla necessità di proteggere l'integrità e la funzionalità dell'intero sistema energetico italiano; in particolare compete alla Regione:

- l'individuazione di "vincoli derivanti dall'ordinamento comunitario" con un potere sostitutivo del governo nei confronti delle Regioni in caso di mancato rispetto della normativa comunitaria;
- la formulazione degli obiettivi della politica energetica regionale;
- la localizzazione e realizzazione degli impianti di teleriscaldamento;
- lo sviluppo e la valorizzazione delle risorse endogene e delle fonti rinnovabili;
- il rilascio delle concessioni idroelettriche;
- la certificazione energetica degli edifici;
- la garanzia delle condizioni di sicurezza e compatibilità ambientale e territoriale;
- la sicurezza, l'affidabilità e la continuità degli approvvigionamenti regionali.

Tutte le Regioni hanno emanato le loro leggi regionali in materia energetica; nelle leggi regionali sono definiti i compiti regionali, provinciali e locali, provvedendo ad ampliare le responsabilità e le capacità decisionali presso le amministrazioni del territorio.

Le Leggi regionali sono impostate tenendo conto degli indirizzi della politica energetica nazionale e di quella dell'Unione Europea, con la finalità di promuovere lo sviluppo sostenibile.

I principali obiettivi previsti riguardano il risparmio e l'efficienza energetica, lo sviluppo delle fonti rinnovabili, la riduzione delle emissioni inquinanti, la promozione delle attività di ricerca applicata, l'innovazione ed il trasferimento tecnologico per sistemi ad alta efficienza energetica. Particolare riguardo è dato alla tutela dei consumatori, con il proponimento di agire anche dal lato della domanda. L'esercizio delle funzioni regionali è regolato da una parte con gli Enti locali e, dall'altra, con le disposizioni nazionali. Tra le funzioni principali che la Regione esercita vi è quella di definizione, approvazione e attuazione del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) e del suo aggiornamento alla luce dei risultati ottenuti. Inoltre le Regioni prestano attenzione allo sviluppo ed alla qualificazione dei servizi energetici di interesse regionale, alle procedure delle autorizzazioni, d'intesa con gli Enti locali interessati, alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia di potenza superiore ai 50 MW termici alimentati da fonti convenzionali e rinnovabili, da esercitarsi nel rispetto delle competenze riservate allo Stato dalle disposizioni legislative vigenti.



La necessaria regolazione dei mercati è competenza statale, la pianificazione energetica dovrebbe realizzarsi attraverso linee di indirizzo a livello nazionale concertate d'intesa con le Regioni (Piano di Indirizzi Energetico Nazionale) che si articolano in Piani Regionali elaborati allo scopo di fornire linee di fattibilità, strumenti e risorse individuate a livello locale tenuto conto delle specificità dei vari sistemi produttivi e delle compatibilità territoriali.

L'articolazione in Piani regionali consente anche un miglior monitoraggio sugli obiettivi da perseguire a livello nazionale in materia di abbattimento delle emissioni climalteranti (soprattutto CO<sub>2</sub>), contributo delle fonti rinnovabili al consumo interno lordo, efficienza nei consumi ecc.

Le Regioni sono tenute anche a svolgere l'esercizio del potere sostitutivo sugli Enti locali in caso di persistente inattività degli stessi nell'esercizio delle funzioni ad essi attribuite.

Le Regioni hanno inoltre in programma lo sviluppo dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) e la valorizzazione delle fonti rinnovabili (certificati verdi), per i progetti localizzati sul territorio regionale. Nelle leggi regionali sull'energia, sono definite anche le funzioni delle Province e dei Comuni. Le prime hanno il compito di approvare e attuare il Piano-Programma per il risparmio energetico e l'uso delle fonti rinnovabili, nonché di autorizzare l'installazione e l'esercizio degli impianti non riservati alle competenze dello Stato e delle Regioni. I Comuni devono, dal canto loro, approvare programmi e attuare i progetti atti a qualificare energeticamente il sistema urbano, nei vari campi di intervento.

Il coordinamento ed il confronto tra i diversi livelli di governo che intervengono nella politica energetica, intesa in senso lato, avvengono nella Conferenza Stato-Regioni e nella Conferenza Unificata, organi previsti per legge, composti da rappresentanti delle varie istituzioni coinvolte. Nella tabella in appendice al Capitolo viene sintetizzata la normativa in campo energetico emanata dalle Regioni e dalle Province Autonome di Trento e Bolzano negli ultimi anni.

La normativa presenta punti comuni alle varie Regioni come gli atti di recepimento del Decreto Legislativo 112/98, l'emanazione di linee guida nella programmazione energetica, la predisposizione di regolamenti attuativi e atti di indirizzo e coordinamento a livello regionale e l'approvazione di veri e propri Piani Energetici territoriali e di recente l'approvazione di alcune leggi regionali "quadro" redatte allo scopo di definire ed attivare, nell'ambito dei programmi regionali di sviluppo, tutte le competenze e gli strumenti di intervento in materia di energia con particolare attenzione ai servizi e alle infrastrutture energetiche.

#### **4.2 Situazione energetica a livello regionale**

Sulla base dei dati dei Bilanci Energetici Regionali (BER), elaborati da ENEA (si veda la breve nota metodologica in Appendice) è possibile procedere ad un'analisi energetica comparata tra le Regioni italiane, che sarà effettuata con gli ultimi dati disponibili relativi al 2004.

Ciascuna Regione ha un sistema energetico fortemente correlato alle sue caratteristiche socio-economiche. La storia, l'economia e la posizione geografica hanno determinato in gran parte anche le caratteristiche energetiche delle Regioni. Oltre i fattori naturali e di sviluppo, le situazioni energetiche regionali sono determinate anche dalle scelte fatte dalle Amministrazioni, sia dal lato dell'offerta (in merito alle tipologie di insediamenti produttivi e di impianti per la produzione, trasformazione e trasporto dell'energia nel proprio territorio) che da quello della domanda (iniziative per favorire usi razionali dell'energia).

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 di base più rilevanti sono la produzione di energia primaria, il consumo lordo, il consumo complessivo finale, la produzione di derivati petroliferi e di energia elettrica, l'autosufficienza energetica, ed elettrica in particolare; a queste si aggiungono quelle disaggregate (consumi per settori e fonti).

A questi poi si aggiungono infine gli indicatori di efficienza energetica calcolati rispetto alle principali variabili fisiche, economiche e demografiche.

La maggior parte delle Regioni consuma più energia di quanta disponibile localmente, in termini di risorse energetiche primarie (tabella 4.1). Come si nota la Regione Emilia-Romagna ha avuto la maggiore produzione di energia primaria (gas naturale e petrolio). In diverse altre Regioni si sono prodotte quantità apprezzabili di fonti energetiche. Il consumo interno lordo comprende le quantità prodotte internamente in ciascuna Regione e le relative importazioni, destinate in parte alle trasformazioni per usi interni e in parte "esportate" verso altre Regioni. I consumi finali sono pertanto nettamente inferiori ai rispettivi consumi lordi; solo in poche Regioni i consumi finali sono inferiori o uguali alla produzione primaria.

I consumi finali di energia sono stati ovviamente molto diversi quantitativamente da Regione a Regione: la Lombardia ha consumato il 19,2% del totale nazionale; l'Emilia-Romagna il 10,6%, il Piemonte ed il Veneto intorno al 9% ciascuna; seguono altre Regioni come Lazio, Toscana e Puglia. Queste sette Regioni hanno consumato complessivamente oltre il 70% del totale italiano. Anche i consumi finali della Campania e della Sicilia hanno avuto un notevole peso, rispettivamente il 4,9% ed il 5,9% del totale nazionale.

A livello nazionale, nel 2004, la domanda finale di energia è leggermente aumentata (0,5%) rispetto all'anno precedente, mentre nel 2003 si è avuta una forte ripresa dei consumi di fonti di energia, che erano cresciuti del 5,6% rispetto al 2002. Il segno positivo del 2004 ha interessato diverse Regioni, tuttavia i consumi sono diminuiti in Friuli Venezia Giulia, Liguria, Abruzzo, Molise, Basilicata e Sardegna.

Il deficit più rilevante di energia elettrica nel 2005 (tabella 4.2) si è registrato in Campania con l'81,5%, seguita da un insieme di Regioni (Veneto, Piemonte, Basilicata, Lombardia e Marche) con deficit fino al 49%. Le Regioni che hanno avuto notevoli superi e che quindi "provvedono ad esportare" sono la Liguria, la Puglia, la Valle d'Aosta, la Provincia di Trento e la Calabria. Il sistema elettrico nazionale appare squilibrato tra le Regioni, con i relativi problemi di perdite di trasmissione. Sarebbe opportuno operare per un graduale riequilibrio tra produzione e richiesta di energia elettrica tra i diversi territori.

Tuttavia, rispetto al 2004 si sono avuti notevoli spostamenti; ad esempio la Regione Emilia-Romagna ha aumentato il deficit dal 9% al 16,8%, la Toscana è passata da un deficit del 15,4% ad un deficit del 25,5%. Il Piemonte ha invece diminuito il suo deficit dal 44% al 29,7%, mentre il Veneto è passato da un deficit del 19,2% al 34,8%.

Per quanto attiene ai consumi finali delle varie fonti di energia, la tabella 4.3 riporta per ciascuna Regione e per l'Italia nel suo complesso le quote relative al 2004 e le variazioni annue di ciascuna tipologia rispetto all'anno precedente.

La lettura della tabella mostra significative differenze a livello regionale. In Italia, rispetto al 2003, nel 2004 è stato consumato il 5% in più di combustibili solidi, continuando l'incremento del 2003 che aveva interrotto la serie di continue diminuzioni che aveva contraddistinto la domanda di questi negli ultimi anni. Il consumo di combustibili solidi ha costituito il 3,2% del consumo finale totale dell'Italia; in particolare, a livello delle singole Regioni, spiccano le situazioni della Puglia, della Liguria e della Toscana. Tuttavia, la variazione della domanda di combustibili solidi è stata molto diversificata; ad esempio, in Molise, Campania, Abruzzo e Sardegna il consumo, nel 2004, è quasi totalmente sparito, forti riduzioni si sono avute anche in Friuli V. G. e Sicilia; in altre Regioni, per contro, l'utilizzo di combustibili solidi è fortemente aumentato, come nel caso di Emilia-Romagna, Calabria, Marche, Toscana, Veneto, Trentino A. Adige e Valle d'Aosta.

Per i prodotti petroliferi, quasi tutte le Regioni del Sud, più Lazio, Valle d'Aosta e Trentino Alto Adige, hanno consumato quote decisamente superiori a quelle medie nazionali (45,5%). Nel 2004, i consumi nazionali sono diminuiti dello 0,1% rispetto al 2003; forti cali si sono avuti nella domanda interna della Sardegna e della Sicilia, mentre in altre Regioni si sono verificati discreti aumenti, come in Basilicata, Puglia, Molise, Emilia-Romagna, Trentino Alto Adige e Val d'Aosta.

L'impiego di combustibili gassosi nel 2004 è stato pari al 31,3% a livello nazionale. Tale valore è stato generalmente superato nelle Regioni centrali ed al Nord, ad esclusione di Lazio, Valle d'Aosta e Trentino Alto Adige. La domanda nazionale è aumentata dello 0,3% in un anno, con incrementi consistenti. Riduzioni di consumi si sono avute invece in Campania e Molise.

Le quote di consumo di energia elettrica nelle Regioni sono risultati maggiormente in sintonia con la quota nazionale (18,9%), salvo alcune spiccate differenze come in Sardegna, dove la quota è superiore per l'assenza del gas naturale, ed in Liguria, Emilia-Romagna e Valle d'Aosta, con una quota inferiore per un maggiore utilizzo, rispettivamente, di carbone, combustibili gassosi e prodotti petroliferi. La domanda di energia elettrica è aumentata complessivamente dell'1,5% ed ha riguardato tutte le Regioni ad eccezione della Basilicata e della Sicilia, dove nel 2004 la domanda è diminuita dello 0,3%. L'incremento maggiore si è avuto nel Molise (3,8%).

La domanda di energia ottenuta dall'impiego diretto di fonti rinnovabili nel 2004, in Italia, è aumentata del 9% rispetto al 2003 ed ha costituito l'1% del consumo finale del 2003. Nelle varie Regioni, l'impiego di questa fonte rimane ancora limitato e soggetto all'instabilità dovuta alla peculiarità della sua natura; la quota maggiore di consumi finali si è avuta in Valle d'Aosta (4,5%), seguita da Piemonte e Molise, rispettivamente con 3,3% e 2,7%.

L'analisi dei consumi finali di energia nel 2004, disaggregati per settore economico (tabella 4.4), mostra che in Italia il 2,4% del consumo finale di energia è stato impiegato nel macrosettore *Agricoltura, silvicoltura e pesca*. Le Regioni del settentrione hanno impiegato una quota inferiore rispetto a quella media nazionale, salvo il caso di Emilia-Romagna e Marche; nel centro Italia sono solo Lazio e Toscana a destinare una quota inferiore a quella media nazionale, mentre nel meridione tutte le Regioni hanno destinato quote superiori al 2,4% ad esclusione della Sicilia.

Nel settore *Industria* in Italia è stato impiegato il 31,8% del consumo finale totale e, rispetto al 2003, la domanda è diminuita dell'1,4%. Le Regioni italiane nelle quali la domanda di energia destinata all'industria ha rappresentato la maggior parte del rispettivo consumo finale sono state Puglia, Sicilia, Sardegna, Umbria, Toscana, Friuli Venezia Giulia, Veneto e Piemonte, 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 e il settore petrolchimico e del polo dell'alluminio in Sardegna. Nel Lazio, viceversa, il settore dell'industria ha pesato solo per il 8,9% del relativo consumo finale, indice di un tessuto produttivo costituito prevalentemente da terziario e da piccole-medie imprese appartenenti a settori non *energy-intensive*. Inoltre, rispetto al 2003, il consumo di energia nel settore in esame ha avuto un andamento piuttosto diversificato nelle varie Regioni: gli aumenti più consistenti si sono registrati in Sicilia, Calabria, Puglia, Toscana e Veneto, mentre riduzioni sostanziali hanno caratterizzato la domanda di energia in Sardegna e Molise.

Il settore *Civile* comprende il consumo di energia del residenziale e dei servizi (terziario e pubblica amministrazione). Nel settore residenziale, generalmente, le Regioni del Nord presentano la più alta incidenza dei consumi, superiore alla media nazionale. In questo settore incide la diversità strutturale e l'influenza del clima. Anche nel settore dei servizi si evidenziano differenze imputabili all'aggregazione in questo settore dei consumi della Pubblica Amministrazione che riflettono sostanzialmente anche il diverso sviluppo del terziario, in particolare di quello "avanzato", a livello regionale. Nel 2004, in Italia, il 33,1% del consumo finale di energia è stato assorbito in questo macrosettore, l'1,6% in più rispetto al 2003. Le Regioni settentrionali sono quelle che vi destinano la maggior parte della loro domanda di energia. Incrementi anche consistenti rispetto all'anno precedente sono stati rilevati ovunque, salvo in Campania (-4,7%).

Il macrosettore *Trasporti*, rispetto all'anno precedente, ha consumato l'1,8% in più a livello nazionale, assorbendo il 32,8% del totale. È nel Centro-Sud che la domanda di energia destinata ai trasporti ha costituito la maggior parte del rispettivo consumo finale: la Calabria risulta la Regione con la più alta incidenza percentuale (52%); nel Lazio il settore ha assorbito il 50,0%; in Campania il 41,0%; mentre il Friuli Venezia Giulia è risultata la Regione con la minore incidenza (23,3%). Gli aumenti del consumo di energia hanno riguardato la maggior parte delle Regioni; in particolare, in Val d'Aosta la domanda è aumentata dell'11,2%, in Basilicata dell'7,6% e in Trentino Alto Adige del 9,3%; mentre il consumo è diminuito in quattro Regioni, tra cui il Friuli V. G. (-3%).

Tabella 4.1 – Produzione di energia primaria, consumo interno lordo e consumi finali. Anno 2004\* (ktep)

Regioni	Produzione di energia primaria (ktep)	Consumo interno lordo (ktep)	Consumi finali di energia (ktep)	Var. % (04-03) del consumo finale
<b>Piemonte</b>	1.848	17.047	12.327	3,1
<b>Valle d'Aosta</b>	632	749	569	12,1
<b>Lombardia</b>	2.486	37.241	25400	0,0
<b>Trentino Alto Adige</b>	1.985	3.685	2515	4,7
<b>Veneto</b>	776	18.155	12199	1,2
<b>Friuli V. Giulia</b>	422	5.535	3456	-7,1
<b>Liguria</b>	67	5.723	3230	-0,4
<b>Emilia-Romagna</b>	5.372	18.079	14056	2,0
<b>Toscana</b>	1.731	13.095	8862	1,5
<b>Umbria</b>	484	3.012	2360	0,9
<b>Marche</b>	3.083	4.574	3199	0,7
<b>Lazio</b>	509	14.411	10561	-0,4
<b>Abruzzo</b>	1.180	3.791	2862	-2,4
<b>Molise</b>	257	743	516	-23,1
<b>Campania</b>	330	9.583	6423	-1,5
<b>Puglia</b>	701	14.116	9177	6,2
<b>Basilicata</b>	4.227	1.439	1003	-0,9
<b>Calabria</b>	529	3.594	2124	4,4
<b>Sicilia</b>	1.201	20.796	7820	2,3
<b>Sardegna</b>	243	7.097	3344	-12,9
<b>Italia**</b>	<b>28.062</b>	<b>202.465</b>	<b>132.003</b>	<b>0,5</b>

(\*) Stime preliminari

(\*\*) Somma dei Bilanci Energetici Regionali

Fonte: ENEA

Tabella 4.2 – Superi e deficit di energia elettrica rispetto alla richiesta nelle Regioni (%)

Regioni	1990		2000		2004		2005	
	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit
Valle d'Aosta	196,7		183,2		148,7		134,3	
Piemonte		65,3		42,3		44,0		29,7
Lombardia		34		38		28,6		22,4
Trentino Alto Adige	63,4		90,7		39,8		5,9	
Veneto	11,5		3,7			19,2		34,8
Friuli V. Giulia		13,8		27		24,7		28,8
Liguria	155,2		42,1		78,5		55,1	
Emilia-Romagna		31,5		50,1		9,0		16,8
Toscana		17,2		4,3		15,4		22,5
Umbria		61		43,4	0,9			2,0
Marche		88,7		82,5		48,8		49,5
Lazio	27,5		45,4			7,2	0,6	
Abruzzo		75,5		34,7		33,3		31,5
Molise		72,8		15,4		15,9		12,5
Campania		79,7		81,6		81,3		81,5
Puglia	3,4		39,3		57,4		60,8	
Basilicata		76,5		55,1		48,6		47,6
Calabria	72,7		26,6		9,4		7,7	
Sicilia	19,7		16,8		12,8		11,7	
Sardegna		3,8		4,4	5,4		3,3	
<b>Italia</b>		<b>14,7</b>		<b>14,9</b>		<b>14,0</b>		<b>14,9</b>

Fonte: TERNA

Tabella 4.3 – Consumi finali di energia per fonti e per Regioni. Anno 2004\*

Regioni	Comb. solidi	Prod. petr.	Comb. gassosi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale	Comb. solidi	Prod. petrolif.	Comb. gassosi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
	Quote %					ktep	Var. % 2004-2003					
Piemonte	0,8	36,0	42,0	3,3	17,9	<b>12.327</b>	17,0	1,2	2,6	24,8	0,9	<b>2,5</b>
Valle d'Aosta	0,5	59,9	21,2	4,5	14,0	<b>569</b>	556,5	16,1	17,5	0,1	2,5	<b>13,9</b>
Lombardia	0,5	38,8	39,1	0,8	20,8	<b>25.400</b>	-0,6	-1,5	1,5	3,6	0,7	<b>0,2</b>
Trentino A. A.	0,3	53,7	24,7	1,1	20,3	<b>2.515</b>	32,4	8,6	1,0	-9,6	2,3	<b>5,1</b>
Veneto	1,7	41,3	36,2	0,4	20,3	<b>12.199</b>	21,0	0,0	1,0	13,5	0,4	<b>0,8</b>
Friuli V. Giulia	3,5	34,0	38,0	1,1	23,4	<b>3.456</b>	-61,0	-2,5	-0,4	3,0	3,0	<b>-5,5</b>
Liguria	10,7	38,6	33,2	1,4	16,1	<b>3.230</b>	-7,0	-3,1	2,0	3,7	1,1	<b>-1,2</b>
Emilia-Romagna	0,1	38,9	44,9	0,2	15,8	<b>14.056</b>	106,8	4,8	0,4	8,9	2,4	<b>2,5</b>
Toscana	6,1	40,0	33,8	0,9	19,2	<b>8.862</b>	31,2	-1,8	0,5	3,0	1,0	<b>1,1</b>
Umbria	1,1	47,6	30,6	0,6	20,1	<b>2.360</b>	-5,2	1,7	1,1	-26,6	1,6	<b>1,2</b>
Marche	0,2	48,4	30,8	2,7	17,8	<b>3.199</b>	44,7	0,7	0,2	0,3	2,2	<b>0,8</b>
Lazio	0,4	60,8	19,9	1,8	17,2	<b>10.561</b>	42,8	0,7	-2,8	-0,6	2,9	<b>0,5</b>
Abruzzo	0,0	47,0	32,1	1,0	19,9	<b>2.862</b>	-54,9	-3,9	-3,2	-3,0	2,9	<b>-2,4</b>
Molise	0,0	60,4	13,8	2,7	23,1	<b>516</b>	-29,3	4,7	-59,3	-7,2	3,8	<b>-14,4</b>
Campania	0,0	62,7	15,4	1,0	20,9	<b>6.423</b>	-59,5	1,4	-13,6	6,4	1,5	<b>-1,2</b>
Puglia	29,3	39,2	16,2	0,5	14,9	<b>9.177</b>	10,5	6,9	-4,0	35,8	2,5	<b>5,4</b>
Basilicata	0,0	49,8	28,4	0,9	21,0	<b>1.003</b>	-38,5	8,7	-4,6	-18,2	-2,7	<b>1,9</b>
Calabria	0,1	66,3	13,2	0,7	19,8	<b>2.124</b>	153,6	3,6	3,0	-8,6	4,1	<b>3,6</b>
Sicilia	0,5	60,1	22,9	0,5	16,1	<b>7.820</b>	-48,9	-7,4	45,8	23,1	-0,3	<b>2,0</b>
Sardegna	0,0	72,9	0,0	0,5	26,5	<b>3.344</b>	-96,4	-11,4	0,0	18,8	3,1	<b>-8,0</b>
<b>Italia*</b>	<b>3,2</b>	<b>45,5</b>	<b>31,3</b>	<b>1,1</b>	<b>18,9</b>	<b>132.003</b>	<b>5,0</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,3</b>	<b>9,0</b>	<b>1,5</b>	<b>0,5</b>

(\*) Stime preliminari

Fonte: ENEA

Tabella 4.4 – Consumi finali di energia per settore economico e per Regione. Anno 2004\*

Regioni	Agricoltura, Silvicoltura e Pesca	Industria	Civile	Trasporti	Totale	Agricoltura, Silvicoltura e Pesca	Industria	Civile	Trasporti	Totale
	Quote %					ktep	Var. % 2004-2003			
Piemonte	1,5	36,9	37,5	24,1	12.327	-	1,7	2,9	3,1	3,1
Valle d'Aosta	0,8	14,5	52,6	32,2	569	-	1,3	19,2	11,2	12,1
Lombardia	1,8	32,0	38,6	27,6	25.400	-	-0,5	0,7	0,2	0,0
Trentino Alto Adige	2,1	22,3	38,1	37,5	2.515	-	2,4	3,7	9,3	4,7
Veneto	2,1	34,6	34,1	29,2	12.199	-	2,6	-0,8	0,9	1,2
Friuli Venezia Giulia	1,6	45,2	29,8	23,3	3.456	-	-10,4	0,8	-3,0	-7,1
Liguria	1,1	25,2	42,7	31,0	3.230	-	-3,7	0,0	0,3	-0,4
Emilia-Romagna	3,6	32,5	33,9	30,0	14.056	-	0,5	2,1	6,7	2,0
Toscana	1,7	33,5	33,2	31,7	8.862	-	2,6	1,4	-0,2	1,5
Umbria	2,4	43,3	23,3	31,1	2.360	-	0,2	0,1	3,4	0,9
Marche	3,8	26,2	30,1	39,9	3.199	-	0,3	0,6	0,9	0,7
Lazio	2,1	8,9	39,3	49,7	10.561	-	-9,1	3,2	-0,1	-0,4
Abruzzo	3,0	33,2	27,9	35,9	2.862	-	-2,6	-1,4	-0,9	-2,4
Molise	5,4	24,6	29,2	40,8	516	-	-45,5	-0,8	8,4	-23,1
Campania	2,9	20,8	28,9	47,4	6.423	-	-2,8	-4,7	1,4	-1,5
Puglia	3,9	50,4	19,7	26,0	9.177	-	7,9	3,5	2,1	6,2
Basilicata	5,1	33,4	28,6	32,9	1.003	-	-8,4	3,3	7,6	-0,9
Calabria	3,7	12,6	31,9	51,9	2.124	-	4,2	4,5	2,4	4,4
Sicilia	1,7	39,8	20,7	37,8	7.820	-	3,0	4,7	2,7	2,3
Sardegna	2,9	36,4	21,5	39,2	3.344	-	-23,7	9,1	1,9	-12,9
<b>Italia*</b>	<b>2,4</b>	<b>31,8</b>	<b>33,1</b>	<b>32,8</b>	<b>132.003</b>	<b>1,5</b>	<b>-1,4</b>	<b>1,6</b>	<b>1,8</b>	<b>0,5</b>

\* Stime preliminari

Fonte: ENEA

### 4.3 I Piani Energetico-Ambientali Regionali

Il Piano Energetico Regionale (PEAR) costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumono iniziative in campo energetico nel territorio di riferimento: tutte le Regioni e le Province autonome hanno predisposto i loro piani<sup>1</sup>. 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. 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 possono essere trovate insieme, nell'ambito del principio della sostenibilità del sistema energetico. Il PEAR contiene le misure relative al sistema di offerta e di domanda dell'energia. Relativamente all'offerta nel Piano sono rappresentate e valutate le possibili soluzioni, da quelle tradizionali a quelle basate sulle fonti alternative e rinnovabili, con attenzione agli aspetti di disponibilità nel territorio, di economicità, di potenzialità per lo sviluppo di specifiche industrie locali e di impatto ambientale sia per l'assetto del territorio sia per le emissioni. La gestione della domanda è altrettanto importante, in quanto la facoltà di intervento della Regione è molto ampia e la razionalizzazione dei consumi può apportare un grande vantaggio a livello regionale e locale.

Il Piano ha carattere di trasversalità rispetto agli altri Piani economici settoriali e territoriali della Regione, ovvero 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). Nel PEAR sono considerate 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 costituisce uno dei punti di riferimento per le altre programmazioni. Il Piano, pur con obiettivi e scadenze precise, 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. Esso 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 DLgs 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, ciascuna secondo i precisi mandati del DLgs 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 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 possano 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.

---

<sup>1</sup> Al 2006 solo cinque Regioni non avevano ancora concluso l'iter di approvazione del PEAR.



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, da un lato, e lo sviluppo di Agenzie Energetiche Regionali e locali, dall'altro, possono assolvere tale compito. L'ENEA svolge essenzialmente un ruolo di supporto tecnico-scientifico ed organizzativo del Piano, nella definizione del quadro conoscitivo e nella individuazione degli interventi nei vari settori.

L'ENEA, su richiesta delle Regioni, è intervenuta nella predisposizione di quasi tutti i Piani. Il supporto è generalmente costituito dall'impostazione del Piano, dalla definizione del quadro conoscitivo regionale e locale relativo al sistema energetico sotto tutti gli aspetti (bilanci energetici, indicatori), dalla definizione degli scenari e dalle valutazioni delle potenzialità delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico. L'attività ENEA è svolta in collaborazione con strutture locali, come agenzie regionali, università, consorzi, società private e singoli esperti.

#### **4.3.1 Linee di intervento e obiettivi dei PEAR**

Tutte le Regioni che hanno approvato il loro PEAR hanno dedicato una larga parte del documento alla definizione delle linee fondamentali del Piano, degli scopi e delle interrelazioni dei Piani con le politiche regionali di sviluppo territoriale, nel quadro dello Sviluppo Sostenibile quale configurato dalla Comunità Europea, e degli impegni assunti a livello europeo e internazionale dal nostro Paese sulla riduzione delle emissioni climalteranti. È in questo quadro che si colloca il Piano Energetico-Ambientale, i cui riferimenti sono costituiti:

- dal quadro normativo europeo nazionale e regionale;
- dagli obiettivi del Protocollo di Torino, tuttora validi e anzi ulteriormente rilanciati dalla proposta della nuova deliberazione CIPE sull'attuazione delle politiche di riduzione dei gas-serra;
- dalla correlazione con gli strumenti di programmazione, con particolare riferimento a quelli delle qualità dell'aria e della gestione dei rifiuti;
- dai bilanci energetici nazionali e regionali nonché dai relativi scenari tendenziali.

I Piani energetico-ambientali sono orientati a garantire obiettivi coerenti con la politica energetica del Paese e assicurare al territorio regionale lo sviluppo di una politica energetica rispettosa delle esigenze della società, della tutela dell'ambiente e della salute dei cittadini.

I punti posti a capo degli indirizzi regionali sono pertanto la garanzia della sicurezza, la flessibilità e continuità degli approvvigionamenti, il funzionamento unitario del mercato dell'energia, l'economicità dell'energia e la qualificazione dei servizi, anche attraverso la promozione delle fonti rinnovabili e il risparmio energetico, la valorizzazione delle risorse del territorio, il perseguimento dell'efficienza degli usi finali dell'energia.

In linea con gli obiettivi generali delle politiche energetiche, ai vari livelli, i Piani Energetici Regionali perseguono obiettivi specifici e settoriali di tutela dell'ambiente, di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, di uso razionale dell'energia. Essi devono considerarsi gli strumenti principali di indirizzi e proposte regionali in materia di energia, che dovranno essere recepite in modo trasversale rispetto agli altri piani regionali territoriali e di settore (trasporti, industria, edilizia, scuole, ospedali, rifiuti ecc.), dai quali trae indicazioni relative alla domanda e fornisce indirizzi coerenti sull'offerta di energia.

I Piani energetici considerano una programmazione fino al 2010, riferimento temporale assunto dalla UE come termine di attuazione dei programmi comunitari a breve e medio termine nel settore energetico. Tenuto conto della rapida evoluzione in atto, i Piani energetici sono considerati strumenti "dinamici", capaci cioè di adattarsi alle variazioni dello sviluppo sociale, economico e tecnologico che potrebbero verificarsi nel corso della programmazione prevista. I Piani costituiscono perciò piattaforme di riferimento per il presente, da adeguare dinamicamente all'evoluzione futura del quadro di riferimento nazionale e internazionale in modo da offrire riferimenti certi agli operatori del settore, e la loro attuazione richiede, pertanto, un monitoraggio continuo ed una verifica costante degli interventi a breve e medio termine.

#### 4.4 La via per Kyoto e le implicazioni dal sopranazionale al locale

Nella legislazione comunitaria sono state di recente approvate importanti direttive su risparmio energetico, fonti rinnovabili, cogenerazione ed *emission trading* che di fatto introducono misure strutturali per il perseguimento degli obiettivi di Kyoto. Tutte le maggiori direttive introducono obiettivi indicativi mentre il Sistema di Emission Trading (ETS), che interessa circa il 45% delle emissioni all'interno dell'Unione, rappresenta un meccanismo di mercato che porterà nel periodo 2008-2012 ad un rispetto vincolante degli obiettivi comunitari da parte delle industrie interessate. È importante a questo proposito sottolineare la centralità e l'estrema importanza del meccanismo dell'ETS in quanto unico strumento vincolante esistente in un contesto dove è l'Unione Europea ad avere sottoscritto l'obiettivo di riduzione dell'8% e non i singoli Stati membri ai quali è stato assegnato un target nazionale a seguito dell'accordo di *burden sharing* comunitario. Questo spiega l'attenzione e la fermezza da parte della Commissione nel valutare i piani nazionali di assegnazione delle quote ai settori industriali.

Di fronte ad uno strumento così efficace nel contenere le emissioni del settore industriale a livello europeo è importante che gli Stati nazionali, per non perdere di competitività a livello internazionale gravando l'obiettivo di Kyoto sul solo settore industriale, adottino delle politiche nei settori non inclusi nella Direttiva ETS. In particolare il settore dei trasporti ed il settore dei consumi energetici civili. L'introduzione di obiettivi vincolanti in questi settori necessita da un lato della creazione di consenso da parte dell'opinione pubblica nell'accettare politiche di contenimento delle emissioni e, dall'altro, della messa in efficienza della macchina amministrativa pubblica nel definire gli strumenti ed i livelli di sussidiarietà più adeguati per dare risposta alle future sfide dei cambiamenti climatici.

Gli impegni internazionali derivanti dalla ratifica del Protocollo di Kyoto rappresenteranno, nello specifico della situazione italiana, da un lato una prova dell'attuale divisione delle competenze tra Stato e Regioni e, dall'altro, indurranno ad un processo di responsabilizzazione dei livelli di sussidiarietà più bassi dell'amministrazione pubblica: Regioni e Comuni. Al trasferimento di competenze alle Regioni in materia di energia, effetto delle riforme "Bassanini" e del Titolo V della Costituzione, dovrà necessariamente corrispondere, con modalità che verranno definite dall'azione politica, un pari trasferimento di responsabilità in materia di emissioni climalteranti. In sostanza la maggiore efficacia da parte dei livelli dell'amministrazione decentrata nell'attuare politiche di abbattimento delle emissioni di gas-serra, particolarmente evidenti nei settori dell'efficienza energetica, dei trasporti locali e nella generazione distribuita, dovrà essere attivata a seguito di un processo di ridefinizione delle reciproche competenze tra Stato e Regione.

In questi anni abbiamo assistito al trasferimento di competenze in materia d'energia alle Regioni senza la necessaria dotazione da parte dell'amministrazione centrale di strumenti di regolazione e sintesi delle politiche nazionali. Non si è assistito, cioè, ad una efficace elaborazione di linee guida a livello centrale per permettere alle amministrazioni decentrate di dotarsi di strumenti adeguati e metodologie di regolazione compatibili a livello nazionale. D'altra parte lo Stato non ha messo in atto strumenti di contabilità delle emissioni a livello regionale, elemento base per permettere la delega a livelli più bassi di sussidiarietà, e non si dispone quindi di strumenti di monitoraggio delle politiche messe in atto a livello centrale.

Tabella 4.5 – Emissioni di gas climalteranti in Italia: dati storici, scenario di riferimento al 2010 e obiettivo di Kyoto (Mt CO<sub>2</sub> eq.)

Emissioni 1990	519,5
Emissioni 2000	554,6
Emissioni 2004	580,7
Scenario Riferimento 2010	587,3
Obiettivo Kyoto	485,7
Distanza Obiettivo (Emissioni 2004 – Obiettivo)	95,0

Fonte: MSE MATT PNA2 18 dicembre 2006

Solo di recente, con il disegno di legge 691/2006<sup>2</sup>, è stata proposta l'introduzione di obiettivi regionali di promozione delle fonti rinnovabili e contenimento dei gas-serra.

Tale passo dovrà essere il culmine di un processo durante il quale lo Stato avrà trasferito maggiori competenze ma, al pari, maggiori strumenti alle Regioni perché possano conseguire i risultati derivanti dalla consegna di maggiori responsabilità. Da questo punto di vista il processo di "federalismo fiscale" non potrà prescindere da una chiara definizione delle competenze tra Stato e Regioni in materia di fiscalità energetica quale strumento di politica ambientale. Al contrario un trasferimento di obiettivi alle Regioni, senza una pari dotazione di strumenti per raggiungerli, rischia di tradursi in un inefficace scarico di responsabilità a pochi mesi dalla entrata nel primo periodo di *compliance* del Protocollo di Kyoto (2008-2012), e della verifica dei target indicativi di sviluppo delle fonti rinnovabili contenuti nella Direttiva europea 77/2001. Il mancato trasferimento di strumenti di intervento alle Regioni, lascerebbe importanti settori responsabili delle emissioni di gas-serra, quali i trasporti e i consumi civili, deregolamentati o assai poco regolati a livello statale, senza efficacia a livello locale e con conseguenze negative sui settori industriali. Allo stesso tempo una maggiore responsabilizzazione delle Regioni potrebbe rendere più efficiente la macchina amministrativa di autorizzazione di infrastrutture energetiche che contribuiscono agli obiettivi ambientali quali le fonti rinnovabili e la generazione distribuita, che oggi soffrono di incertezze amministrative. Questo processo di coinvolgimento di tutti i livelli di sussidiarietà in tema di energia e ambiente rappresenta una delle problematiche ancora aperte la cui soluzione appare cruciale e di grande attualità nell'affrontare la difficile sfida dei cambiamenti climatici.

#### **4.4.1 La riduzione delle emissioni: una possibile convergenza tra obiettivi nazionali e piani regionali**

Il ruolo delle Regioni ha assunto in questi ultimi anni un peso sempre più rilevante nei processi di attuazione della politica energetica ed ambientale. Sembra quindi ineludibile il coinvolgimento delle Regioni all'interno di un progetto per il raggiungimento di un obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni. È sulla base di questa considerazione che è stata sviluppata una proposta di metodo attraverso la quale perseguire due diverse finalità.

La prima finalità consiste nel definire uno strumento di monitoraggio dell'intervento della Regione e di responsabilizzazione delle amministrazioni locali nell'attuare le misure di riduzione dei gas-serra definite e finanziate a livello statale quantificando, in prima battuta, quanto è legittimo attendersi dalle singole Regioni a fronte delle politiche e misure introdotte a livello nazionale. La seconda finalità prevede, invece, una maggiore responsabilizzazione delle Regioni nell'attuare, in determinati settori responsabili delle emissioni di gas-serra, politiche di riduzione autonome ed addizionali a quelle definite a livello centrale. Mentre nel primo caso l'obiettivo è quello di monitorare l'intervento della Regione nell'esecuzione di una politica centrale, nel secondo, la Regione diventa, per quanto di sua competenza, partecipe alla definizione della politica nazionale di riduzione di gas-serra attraverso l'elaborazione e l'introduzione di strumenti autonomi, in base ad un obiettivo concordato a livello centrale. Le direttive europee, trasposte negli ordinamenti nazionali, in tema di energia ed emissioni climalteranti sono spesso caratterizzate dalla presenza di obiettivi nazionali di diffusione di tecnologie (fonti rinnovabili e cogenerazione); di aumento dell'efficienza energetica, o di riduzione diretta di emissioni di gas-serra (Direttiva ETS). Di queste la Direttiva ETS assegna agli Stati nazionali un obiettivo vincolante di riduzione dei gas-serra, mentre le altre direttive forniscono unicamente obiettivi indicativi. La Direttiva ETS impone agli Stati nazionali di identificare un livello massimo di emissioni di CO<sub>2</sub> di particolari settori almeno sino al 2012. Con il recepimento di tale Direttiva, le misure di riduzione sono contestuali alla stesura dei Piani nazionali di allocazione che, identificando delle quote massime di assegnazione di diritti di emissione, determineranno per forza di cose il rispetto degli obiettivi quantitativi prefissati. Per le altre politiche e misure, l'assenza di un vincolo e di uno strumento che quantifichi di per sé gli obiettivi, fa sì che gli Stati nazionali spesso adottino provvedimenti di promozione o incentivazione generici, non finalizzati ad obiettivi quantitativi concreti.

---

<sup>2</sup> DdL 691/2006: "Delega al Governo per completare la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, in attuazione delle direttive comunitarie 2003/54/CE, 2003/55/CE e 2004/67/CE".

Proprio l'assenza di obiettivi nazionali quantitativi di lungo periodo determina un'incertezza a livello regionale nella predisposizione dei piani energetici, che dovrebbero essere un'effettiva base di partenza per la politica energetico-ambientale. In molti casi le Regioni traspongono direttamente nei loro piani gli obiettivi indicativi di livello amministrativo superiore saltando, ovvero sostituendo, la sintesi nazionale. Questo avviene, ad esempio, quando una Regione adotta un obiettivo di riduzione delle emissioni pari a quello nazionale<sup>3</sup> o identifica come obiettivo di promozione delle rinnovabili quello riportato nella Direttiva 2001/77/CE<sup>4</sup>.

È evidente come questi obiettivi non possano essere realistici: è impossibile, ad esempio, per una Regione esportatrice netta di energia elettrica rispettare un obiettivo di riduzione delle emissioni del 6,5% nel momento in cui per la Direttiva ETS agli impianti di generazione localizzati nel suo territorio vengano assegnate quote di emissione che ne consentono un aumento del 10%. Attraverso un simile meccanismo la somma degli obiettivi assunti dalle Regioni in coincidenza con quelli che discendono dalle direttive europee non potrà mai coincidere con gli obiettivi nazionali e la presenza di politiche e misure a livello europeo e nazionale, determinerà di per sé una dinamica delle emissioni a livello regionale, indipendentemente dall'azione di questo livello amministrativo.

### **L'approccio metodologico**

Le Regioni, le Province e i Comuni hanno lavorato molto in tema di energia producendo piani d'azione ai diversi livelli d'amministrazione. Per individuare una strada attraverso cui verificare quanto questo lavoro coincida con gli obiettivi nazionali e viceversa quando e come gli obiettivi nazionali possano trovare soluzione nell'azione locale, viene qui descritta una proposta di metodo. Un'ipotetica divisione regionale degli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni climalteranti necessita evidentemente di una fase di concertazione e di condivisione delle metodologie di calcolo. Con questa proposta si intende esplorare la problematica specifica e tracciare linee di intervento ed elementi di metodo per valutare la possibilità di intraprendere un processo di suddivisione degli oneri tra i diversi livelli della pubblica amministrazione.

Sulla base dei dati disponibili a livello regionale, e delle indicazioni a livello centrale, si è costruita un'interfaccia tra livello centrale e strumenti d'implementazione a livello locale attraverso tre fasi successive che hanno riguardato:

- l'estrazione dai bilanci regionali dei dati energetici e di emissione di CO<sub>2</sub> per i diversi settori;
- la quantificazione delle emissioni regionali regolate da strumenti nazionali e sopranazionali di riduzione come l'ETS per specifici settori industriali individuando le implicazioni nei bilanci regionali di meccanismi di regolazione sopranazionali;
- l'individuazione di una possibile divisione degli obiettivi nazionali per il settore dei consumi civili e dei trasporti attraverso una divisione degli oneri a livello regionale.

In questa analisi vengono proposti i dati dei Bilanci Energetici Regionali<sup>5</sup> (BER) del 2003, scelto come anno base di riferimento sul quale calcolare gli obiettivi regionali di riduzione delle emissioni (la scelta dell'anno è evidentemente ininfluenza rispetto alle finalità di carattere metodologico di questa analisi). Le variabili energetiche più rilevanti per un'analisi energetico-ambientale riguardano, in questo caso, i consumi finali di energia disaggregati a livello regionale e per settore. La tabella relativa al consumo interno lordo regionale (tabella 4.6) si riferisce a tutte le attività energetiche sul territorio e pertanto le variazioni dei consumi scontano in modo particolare l'evoluzione delle attività industriali.

Da sottolineare come nei bilanci relativi al consumo interno lordo sia inclusa la domanda energetica degli impianti di generazione termoelettrica ovvero di trasformazione e successivo bilancio import-export regionale. Infatti la metodologia proposta parte da un bilancio energetico ambientale regionale inclusivo dei consumi ed emissioni derivanti dalle attività di generazione termoelettrica, indipendentemente dalle dinamiche di import-export.

Tale approccio, d'altra parte, ricalca quello adottato nella definizione degli obiettivi di Kyoto a livello internazionale e nella definizione del *burden sharing* europeo. In tabella 4.7 sono riportate le variazioni 1990-2003 dei consumi finali di energia per Regione. Nella tabella 4.8 vengono riportate le emissioni di CO<sub>2</sub> per i più importanti settori dei bilanci energetici regionali.

<sup>3</sup> -6,5% al 2012 rispetto all'anno di riferimento 1990.

<sup>4</sup> La direttiva prevedeva per l'Italia che le fonti rinnovabili coprissero il 25% della generazione elettrica.

<sup>5</sup> Dati di sintesi sui bilanci regionali il sono contenuti nel volume "I dati" del Rapporto.

Tabella 4.6 – Consumi interni lordi di energia per Regione. Anni 1990 e 2003 (ktep)

	1990	2003	Variazione 1990/2003
Piemonte	13.634	16.880	23,81%
Valle D'Aosta	578	683	18,17%
Lombardia	30380	37.088	22,08%
Trentino A.A.	2589	3.321	28,27%
Veneto	14964	18.025	20,46%
Friuli V. Giulia	4021	5.614	39,62%
Liguria	5974	5.741	-3,90%
Emilia Romagna	14542	17.761	22,14%
Toscana	11556	11.703	1,27%
Umbria	2652	3.214	21,19%
Marche	3421	4.572	33,65%
Lazio	11465	14.300	24,73%
Abruzzo	2678	3.770	40,78%
Molise	648	827	27,62%
Campania	9882	9.552	-3,34%
Puglia	11114	13.932	25,36%
Basilicata	990	1.390	40,40%
Calabria	2574	2.981	15,81%
Sicilia	16364	15.198	-7,13%
Sardegna	5295	6.336	19,66%
<b>Totale Italia</b>	<b>165.321</b>	<b>192.888</b>	<b>16,67%</b>

Fonte: ENEA

Tabella 4.7 – Consumi finali di energia per Regione. Variazioni 1990–2003 (ktep)

	1990	2003	Variazione 1990/2003
Piemonte	9787	12.292	25,60%
Valle D'Aosta	442	507	14,71%
Lombardia	21531	25.410	18,02%
Trentino A.A.	1935	2.402	24,13%
Veneto	9517	12.097	27,11%
Friuli V. Giulia	2760	3.823	38,51%
Liguria	3179	3.292	3,55%
Emilia Romagna	10711	13.740	28,28%
Toscana	7697	8.785	14,14%
Umbria	1790	2.302	28,60%
Marche	2415	3.155	30,64%
Lazio	8014	10.487	30,86%
Abruzzo	2043	2.880	40,97%
Molise	523	593	13,38%
Campania	5971	6.548	9,66%
Puglia	7363	8.741	18,72%
Basilicata	761	965	26,81%
Calabria	1762	2.040	15,78%
Sicilia	6778	6.976	2,92%
Sardegna	2608	3.675	40,91%
<b>Totale Italia</b>	<b>107587</b>	<b>130.710</b>	<b>21,49%</b>

Fonte: ENEA

Tabella 4.8 – Emissioni regionali di CO<sub>2</sub> per settori. Anno base 2003 (ktCO<sub>2</sub>)

Regioni	Termoelettrico		Trasporti		Civile		Industria		Settore energia		Agricoltura		Totale	
	kt	%	kt	%	kt	%	kt	%	kt	%	kt	%	kt	% Italia
Piemonte	4.087	12,6	8.415,7	26,0	9.546,1	29,5	9.158,5	28,3	583,3	1,8	603,6	1,9	32.394,5	7,3
Valle d'Aosta	1	0,1	488,4	39,3	635,4	51,2	113,3	9,1	0,0	0,0	3,2	0,3	1.241,4	0,3
Lombardia	13.902	20,1	20.432,3	29,5	19.064,9	27,6	13.849,9	20,0	817,6	1,2	1.088,1	1,6	69.154,8	15,5
Trentino A. A.	176	3,2	2.517,0	45,7	1.808,4	32,9	880,0	16,0	1,2	0,0	121,4	2,2	5.504,0	1,2
Veneto	15.832	37,0	10.097,5	23,6	7.809,5	18,3	7.888,8	18,5	469,8	1,1	638,7	1,5	42.736,1	9,6
Friuli V. Giulia	5.276	38,8	2.353,2	17,3	1.889,5	13,9	3.700,5	27,2	231,1	1,7	139,4	1,0	13.589,2	3,0
Liguria	10.229	53,2	2.886,7	15,0	2.556,6	13,3	2.550,4	13,3	742,7	3,9	267,2	1,4	19.233,1	4,3
Emilia-Romagna	8.802	22,4	11.599,6	29,5	9.240,8	23,5	8.356,8	21,3	114,3	0,3	1.147,8	2,9	39.261,8	8,8
Toscana	9.115	30,2	8.275,5	27,4	5.188,4	17,2	6.032,2	20,0	1.222,0	4,0	363,3	1,2	30.196,9	6,8
Umbria	1.904	26,2	2.082,1	28,6	951,2	13,1	2.168,2	29,8	5,1	0,1	157,7	2,2	7.268,3	1,6
Marche	699	8,2	3.732,0	44,0	1.670,9	19,7	1.577,1	18,6	528,6	6,2	272,1	3,2	8.479,4	1,9
Lazio	16.488	39,3	15.657,4	37,3	6.964,2	16,6	1.958,2	4,7	392,7	0,9	475,7	1,1	41.935,8	9,4
Abruzzo	1.203	15,8	3.087,1	40,5	1.445,7	19,0	1.633,8	21,5	19,4	0,3	223,7	2,9	7.613,0	1,7
Molise	398	23,4	533,3	31,3	228,5	13,4	471,9	27,7	0,0	0,0	71,4	4,2	1.703,0	0,4
Campania	1.538	9,4	8.836,4	54,2	2.641,1	16,2	2.756,5	16,9	62,6	0,4	477,9	2,9	16.312,5	3,7
Puglia	23.283	48,9	7.047,3	14,8	2.814,2	5,9	13.377,4	28,1	713,4	1,5	1.139,0	2,4	47.590,6	10,7
Basilicata	467	17,9	909,4	34,9	474,2	18,2	610,7	23,4	14,5	0,6	128,9	4,9	2.604,3	0,6
Calabria	3.738	43,7	3.066,4	35,9	796,2	9,3	710,6	8,3	51,6	0,6	184,0	2,2	8.546,6	1,9
Sicilia	12.188	33,8	8.614,0	23,9	1.774,2	4,9	4.860,8	13,5	7.996,7	22,2	610,0	1,7	36.043,4	8,1
Sardegna	5.877	39,6	3.883,9	26,2	879,3	5,9	3.345,5	22,5	572,5	3,9	279,0	1,9	14.836,7	3,3
<b>Italia</b>	<b>135.202</b>	<b>30,3</b>	<b>124.515,1</b>	<b>27,9</b>	<b>78.379,3</b>	<b>17,6</b>	<b>86.001,1</b>	<b>19,3</b>	<b>14.539,0</b>	<b>3,3</b>	<b>8.392,1</b>	<b>1,9</b>	<b>446.245,6</b>	<b>100,0</b>

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Con riferimento alla tabella 4.8 analizziamo in dettaglio i dati riportati con riferimento ai principali settori:

- *termoelettrico e industria*: questi settori, responsabili per circa il 40% delle emissioni nazionali, vengono accorpati e trattati nel paragrafo dedicato al ruolo dell'ETS per determinare i livelli futuri di emissione. In questa parte del lavoro saranno espone le implicazioni nella lettura e comprensione dei bilanci regionali derivanti dall'introduzione di un meccanismo di regolazione ambientale in un mercato sopranazionale;

- *trasporti e civile*: per questi settori viene ipotizzato un ruolo centrale da parte delle Regioni. Per tali settori ci troviamo infatti in presenza di sistemi d'incentivazione elaborati a livello centrale ma in assenza di politiche e misure finalizzate al raggiungimento di obiettivi quantitativi certi, come al contrario intrinseci all'applicazione della Direttiva ETS. Nei paragrafi dedicati a questi settori viene pertanto proposta un' identificazione di target di riduzione vincolanti per Regione. Gli obiettivi sono individuati in base ad indicatori molto semplici che servono da pretesto per valutare il ruolo delle Regioni tra strumenti nazionali di politica energetica già esistenti e necessità di ulteriori interventi.

Dall'analisi del quadro regolatorio dei sistemi energetici ambientali dei paesi dell'UE si vede come parte delle politiche e misure di rilevanza nella regolazione dei sistemi energetici e orientate alla riduzione delle emissioni di gas-serra sono introdotte negli Stati nazionali da direttive adottate a livello comunitario. A questo proposito è possibile identificare tre nuclei legislativi a forte impatto nelle politiche energetiche ed ambientali.

Un primo nucleo, nella cornice delineata dalla Direttiva 2003/54/CE di riforma dei mercati elettrici comunitari, mira a regolare il settore della produzione elettrica; si tratta della:

- Direttiva 2001/77/CE sulla promozione delle energie rinnovabili;
- Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione;
- Direttiva 2003/87/CE che introduce un meccanismo di ET per alcuni settori industriali, tra cui il settore termoelettrico.

Un secondo nucleo relativo alla regolazione sul lato della domanda di energia:

- Direttiva 2002/91/CE sulla efficienza energetica negli edifici;
- Direttiva 2005/32 sull'ecodesign per i prodotti energetici;
- Direttiva 2006/32/CE per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali.

Un terzo nucleo relativo alla diminuzione delle emissioni del settore trasporti:

- accordo volontario per la riduzione delle emissioni con produttori di automobili nell'Unione Europea, in Giappone e in Corea;
- 2003/30/CE Direttiva sull'uso dei biocombustibili nel settore dei trasporti.

Di cornice alle misure elencate è importante ricordare la Direttiva sulla fiscalità dei prodotti energetici nell'ambito dell'Unione europea 2003/96/CE, che pur diluita in numerose deroghe concesse agli Stati nazionali identifica un quadro di riferimento per la fiscalità energetica comunitaria.

A loro volta le direttive sono trasposte o verranno trasposte nell'ordinamento nazionale.

Il primo nucleo ed in particolare la Direttiva sull'ET che rappresenta un livello più alto di regolazione (la Direttiva di promozione delle rinnovabili e della cogenerazione rappresentano infatti strumenti per facilitare il rispetto della Direttiva sull'ET) determineranno i meccanismi di regolazione nei settori industriali.

Il secondo ed il terzo nucleo verranno intesi come strumento di supporto alle politiche regionali per il perseguimento di obiettivi di riduzione dei settori di riferimento, domanda energetica civile e da trasporti. Rimangono esclusi dall'analisi i consumi afferenti alle attività industriali non comprese nella Direttiva ET nonché le emissioni da attività agricola.

Tabella 4.9 – Quantificazione dell'ET nei bilanci regionali (ktCO<sub>2</sub>)

	Emissioni totali Regione anno base	Emissioni effettive CO2 settori inclusi nella direttiva 2005	Allocazione quote di emissione dei settori inclusi nella direttiva									
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012		
Piemonte	32395	10683	11999	12741	12475	10828	10734	10656	10483	10336		
Valle D'Aosta	1241	26	23	23	23	19	19	19	19	19		
Lombardia	69155	30203	29473	27307	26705	31305	30479	29679	28541	27951		
Trentino A.A.	5504	767	791	791	791	781	783	783	783	783		
Veneto	42736	17956	18618	17022	16905	16573	16106	15551	14687	14534		
Friuli V. Giulia	13589	6470	6975	6581	6568	7518	7091	6752	6150	5985		
Liguria	19233	11004	11985	11796	11710	8928	8498	8082	7627	7236		
Emilia Romagna	39262	12462	14255	13300	12970	13035	12735	12429	12395	12114		
Toscana	30197	12520	12841	11801	11796	10690	10221	9638	8322	8445		
Umbria	7268	5281	5176	5083	5030	5113	5028	4945	4857	4778		
Marche	8479	3290	3327	3289	3268	1628	1623	1618	1613	1609		
Lazio	41936	15186	9284	7314	7171	13237	11808	10741	8587	8266		
Abruzzo	7613	2727	2546	2534	2527	2193	2182	2353	2392	2408		
Molise	1703	1554	1237	1210	1196	2616	2544	2472	2400	2407		
Campania	16313	3126	3099	2763	2728	2476	2454	2434	2409	2392		
Puglia	47591	42365	39215	39097	39097	36959	35743	34656	33393	33698		
Basilicata	2604	1291	1060	1035	1021	994	994	994	994	1021		
Calabria	8547	3559	2215	1518	1518	4913	4689	4481	4222	4049		
Sicilia	36043	27864	26108	23909	23744	22531	21066	20028	17709	17526		
Sardegna	14837	15729	14869	14496	14496	13536	12816	12229	11243	10921		
<u>Non assegnati*</u>		693	657	657	657	971	971	976	1001	1007		
Totale Italia	446246	224757	215752	204268	202395	206846	198585	191517	179827	177487		

[1] Per alcuni impianti non è stato possibile identificare la regione di esercizio.

Fonte: elaborazione su dati di origine varia



#### **4.4.2 Emission Trading: le emissioni del settore industriale a livello regionale**

L'esempio più evidente di difficoltà a fare coincidere piani regionali di riduzione delle emissioni con la somma nazionale è fornito dall'applicazione della Direttiva ETS.

Come noto tale Direttiva assegna alle singole installazioni industriali un numero massimo di quote di emissione. Il totale delle quote assegnate centralmente dal Ministero dell'Ambiente di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico rappresenta l'obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni assegnato a questi settori. In particolare il secondo Piano Nazionale di Assegnazione (NAP2), consegnato per l'approvazione della Commissione Europea nel dicembre 2006, distribuisce nel periodo 2008-2012 un numero massimo di quote di 209 milioni di tonnellate. Tale quota determinerà necessariamente una riduzione contabile del 14% rispetto alle emissioni del 2005.

Il meccanismo ETS, in quanto meccanismo di mercato, non determinerà necessariamente una pari riduzione delle emissioni effettive nei singoli impianti ma un rispetto "contabile" degli obiettivi nazionali. L'impianto che abbia ecceduto la quota d'emissione a lui assegnata potrà infatti acquistare diritti di emissione da altri impianti nel mercato europeo. Un impianto termoelettrico umbro potrà dunque emettere – a seconda della sua convenienza economica a farlo e senza alcuna contraddizione nel funzionamento del meccanismo – anche il doppio delle quote assegnate senza che, al di là di violazioni della regolazione ambientale locale, la Regione Umbria possa fare nulla. In questo modo, evidentemente le aspettative regionali sarebbero facilmente deluse.

In particolare il NAP2 allocando un numero insufficiente di quote d'emissione agli impianti CIP6<sup>6</sup>, che tuttavia grazie alle tariffe protette non modificheranno i loro piani di produzione in relazione agli obiettivi nazionali di riduzione di CO<sub>2</sub>, determinerà una forte discrepanza tra il valore di assegnazione di quote di CO<sub>2</sub> regionale e l'effettiva emissione del settore termoelettrico. Lo strumento di ET, infatti, fa sì che l'obiettivo di riduzione sia rispettato complessivamente a livello europeo, indipendentemente dal comportamento del singolo impianto. A fronte della copertura da parte dell'impianto delle quote "extra" i crediti acquistati verranno detratti dall'obiettivo nazionale di riduzione dei gas-serra. A livello nazionale dunque per i settori regolati dal meccanismo di ET non ci sarà alcun problema di rispetto degli obiettivi (ma questa considerazione viene spesso trascurata nella redazione dei piani regionali).

Per fare un altro esempio facciamo il caso di un'acciaiera lombarda a cui vengono assegnate 100 quote di emissione per ciascun anno nel periodo 2008-2012. Tale volume di emissioni rientra nell'obiettivo complessivo di assegnazione di 209 milioni di tonnellate a livello nazionale. L'acciaiera tuttavia, avendo accresciuto la propria produzione nello stesso periodo, emetterà un volume di CO<sub>2</sub> pari a 120 quote. 20 quote le acquisterà da una cartiera polacca. Dal registro delle emissioni nazionali italiano verranno detratte 20 quote che si aggiungeranno al registro polacco. L'acciaiera lombarda ha infatti acquistato al prezzo di mercato diritti di emissione da un altro paese ottemperando pienamente alle regole del meccanismo dell'ET. In conclusione la Lombardia si ritrova con 20 tonnellate di troppo.

In un'ottica regionale la presenza di un'installazione industriale inclusa nel meccanismo di ETS risulta difficilmente inquadrabile in un obiettivo di riduzione delle emissioni. Non ha dunque senso che il piano regionale individui obiettivi di riduzione assoluta per i settori industriali compresi nell'ET dal momento che la regolazione del settore si attua attraverso un meccanismo flessibile di natura sopranazionale. L'attività regionale potrebbe meglio finalizzarsi attraverso un'azione diretta alle imprese soggette alla Direttiva per facilitarle nella riduzione delle emissioni, anche in relazione a obiettivi ambientali paralleli (tutela acqua, diminuzione emissioni ad impatto locale ecc.) e usufruire delle opportunità economiche annesse al meccanismo dell'ET. È dunque evidente che, nel momento in cui si voglia accompagnare la redazione di piani regionali con obiettivi di riduzione delle emissioni, sia opportuno escludere dai bilanci i settori inclusi nella Direttiva dell'ET e trattare tali settori all'interno di politiche complementari agli strumenti nazionali.

---

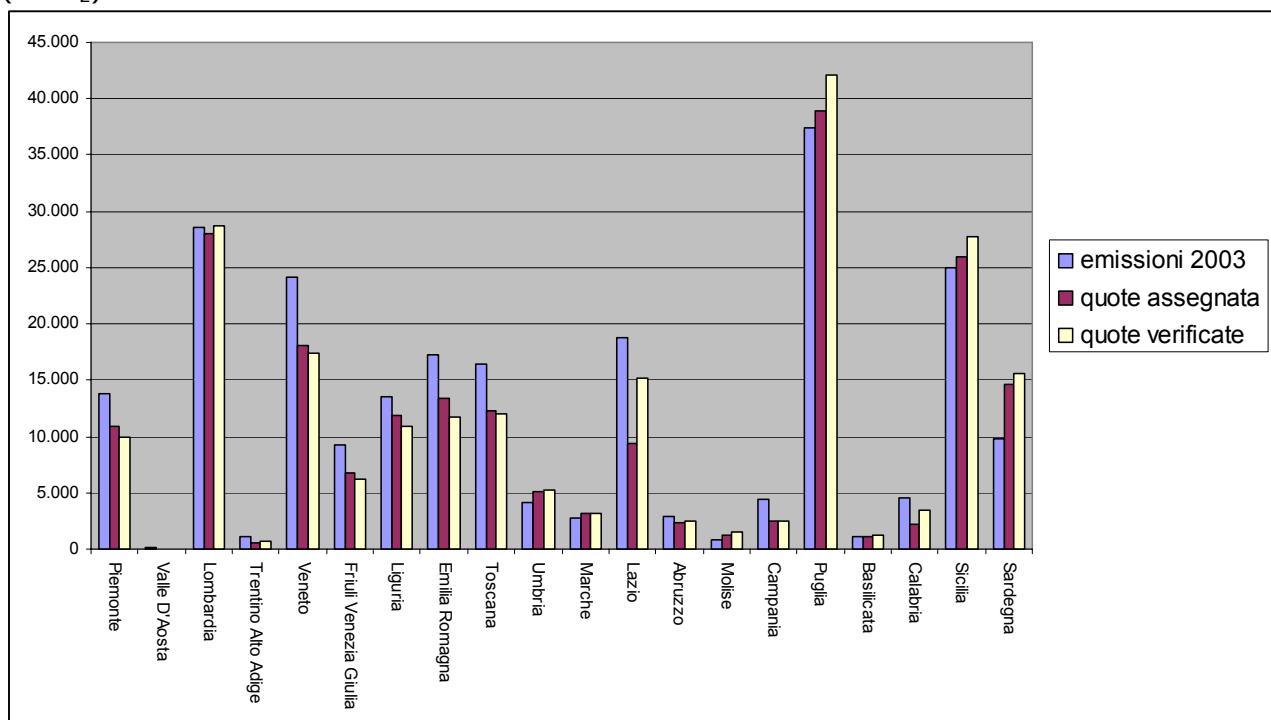
<sup>6</sup> Il NAP2 assegna agli impianti CIP6 nel periodo 2008-2012 circa 3,5 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> anno contro le circa 28 milioni di tonnellate del periodo 2005-2007. Questo significa che il settore termoelettrico emetterà circa 20-25 milioni di tonnellate in più di quanto distribuito agli impianti con il piano nazionale d'allocazione.

La somma delle quote assegnate nei piani di allocazione nazionali per il periodo 2005-2007 e 2008-2012 distribuite per Regione determina l'obiettivo nazionale. Le precedenti tabelle 4.8 e 4.9 riportano il dettaglio per Regione dei settori inclusi nella Direttiva ET. I valori non riportano evidentemente le quote di emissioni destinate alla riserva che avranno una distribuzione regionale a seconda della realizzazione di nuovi impianti negli anni futuri.

Dall'osservazione delle tabelle è possibile verificare come, a seconda del peso e della concentrazione industriale nelle diverse Regioni, gli obiettivi di riduzione delle emissioni siano già perseguiti attraverso un meccanismo di natura sopranazionale.

Come illustra la figura 4.1, vi sono delle sostanziali differenze tra i livelli di quote assegnate agli impianti oggetto della Direttiva sull'ET e le quote verificate, ovvero le emissioni effettive degli impianti stessi. L'emissione effettiva dell'impianto è determinata da logiche nazionali o sopranazionali a seconda dei mercati di riferimento. Ad esempio in Lazio e Puglia è riscontrabile un marcato surplus di emissioni rispetto alle quote allocate, determinate dalle attività del settore termoelettrico nel 2005, e soggette ad eventi congiunturali non controllabili a livello regionale, come, ad esempio, la siccità che ha ridotto la produzione idroelettrica nel nord d'Italia e l'emergenza gas che ha vincolato gli impianti ad un maggiore ricorso all'olio combustibile. In Toscana, Veneto e Piemonte, la differenza riscontrabile in relazione alle emissioni del settore industriale nel 2003 è determinata da una differente composizione del settore produttivo orientato in settori industriali non compresi nella Direttiva 87/2003 o perché non rientranti nelle tipologie industriali o perché di grandezza inferiore ai requisiti minimi della Direttiva. Nei bilanci regionali che vogliono essere comprensivi di tali settori, andranno contabilizzate le emissioni in relazione alle quote allocate e non le quote di emissione effettive dal momento che le differenze registrate di anno in anno verranno compensate dagli operatori attraverso l'acquisto di crediti di emissione da altri operatori, nazionali o europei.

Figura 4.1 - Emissioni anno base (2003) e meccanismo dell'ET a livello regionale. Anno 2005 (ktCO<sub>2</sub>)



Fonte: elaborazione su dati di origine varia

#### 4.4.3 Settori Civile e Trasporti: dati e scenari di riduzione delle emissioni

Nei settori civile e trasporti, al contrario dei settori industriali, non esistono strumenti di regolazione nazionale finalizzati ad un obiettivo quantitativo di riduzione pur essendo presenti politiche e misure intenzionate a promuovere la riduzione delle emissioni. In relazione a questi settori, dunque, che viene ricercato un possibile metodo di divisione del target a livello regionale.

A partire dall'indicazione delle riduzioni per settore attesa a livello nazionale come esposto nella delibera CIPE 2002, vengono riportate e quantificate, per quanto possibile, le politiche e le misure della delibera CIPE 2002 al fine di stabilire riferimenti quantitativi in base ai quali attribuire degli obiettivi regionali di riduzione. Segue quindi la proposta di uno scenario "alternativo" attraverso cui conseguire risultati di abbattimento più in linea con l'andamento delle emissioni al 2005. Lo scenario adotta la metodologia del PNA2 dove, in conformità alle indicazioni fornite dalle linee guida della Commissione Europea, viene identificato per il meccanismo di ET un obiettivo di riduzione pari al peso percentuale dei settori sul totale del gap nazionale per il rispetto del Protocollo di Kyoto.

Rispetto al livello di emissioni riscontrato nel 2005, di 94 Mt superiore al target nazionale di CO<sub>2</sub> al 2008-2012, il documento di consultazione del PNA2, per conseguire gli obiettivi di Kyoto con la metodologia di cui si è detto, chiedeva, ai settori industriali compresi in Direttiva, una riduzione di circa 34 Mt pari al peso percentuale dei settori rispetto alle 94 Mt eccedenti.

Va tuttavia notato a questo proposito, che la revisione del documento di consultazione, ancora in fase di approvazione, ha determinato una riduzione degli obiettivi di riduzione assegnati ai settori compresi nella Direttiva a circa 22 Mt determinando un gap di 12 Mt che andranno recuperati con altre politiche e misure (non si è però ritenuto opportuno nello scenario alternativo scaricare sui settori civile e trasporti il deficit rispetto al target di Kyoto).

Tabella 4.10 – Riferimento target di riduzione delibera CIPE 2002 (MtCO<sub>2</sub>)

Settori	Emissioni 2003 (fonte ENEA)	Potenziali ulteriori misure	Stima possibile obiettivo CIPE 2002	CIPE: Emissioni massime 2008-2012 (corrette)
Trasporti	126	-10	116	128
Civile	78	-10	68	72

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Nella tabella 4.10 vengono riportati dati relativi a:

- le emissioni del 2003, scelto come anno base per i due settori oggetto dell'analisi;
- una quantificazione approssimativa per settore, di ulteriori politiche e misure di riduzione di CO<sub>2</sub> elencate dalla delibera CIPE. Ricordiamo infatti che la delibera indicava solamente possibili misure limitandosi ad identificare i valori massimi di emissione come riportati nella seconda colonna;
- la stima conseguente di emissioni attese per settore in applicazione delle misure della terza colonna;
- il confronto rispetto alle emissioni massime attese nel periodo 2008-2012 come da delibera CIPE 2002 corrette per risultare comparabili con le emissioni del 2003. In particolare la delibera CIPE riporta tutti i gas-serra mentre in questa analisi si considera solo la CO<sub>2</sub> e assume una diversa contabilizzazione delle emissioni da settore civile.

Tabella 4.11 – Riferimento target di riduzione in un possibile scenario alternativo (MtCO<sub>2</sub>)

Settori	Emissioni 2003 (dati ENEA)	Peso settore	Mt da ridurre	Alternativo
Trasporti	126	26%	-20	104
Civile	78	16%	-13	65
Altri settori	282		58%	237
Totale Italia	486			406

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Nella tabella 4.11 vengono riportati dati relativi a:

- le emissioni dell'anno 2003, come anno base per i due settori oggetto dell'analisi;
- il peso dei settori identificati rispetto alle emissioni totali del 2003;
- la quantificazione delle emissioni da ridurre applicando il peso settoriale al gap tra emissioni 2003 e obiettivo nazionale al 2008-2012;
- le emissioni settoriali conseguenti allo scenario alternativo e il target nazionale di Kyoto al 2008-2012.

### **Settore trasporti: i dati di consumo**

La tabella 4.12 riporta gli andamenti dei consumi nel settore dei trasporti nelle Regioni nel confronto 1990-2003. I consumi del settore trasporti sono incrementati di oltre il 27% con un conseguente e proporzionale incremento delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Tabella 4.12 – Consumi energetici di benzina e gasolio per Regione del settore trasporti. Anni 1990-2003 (ktep)

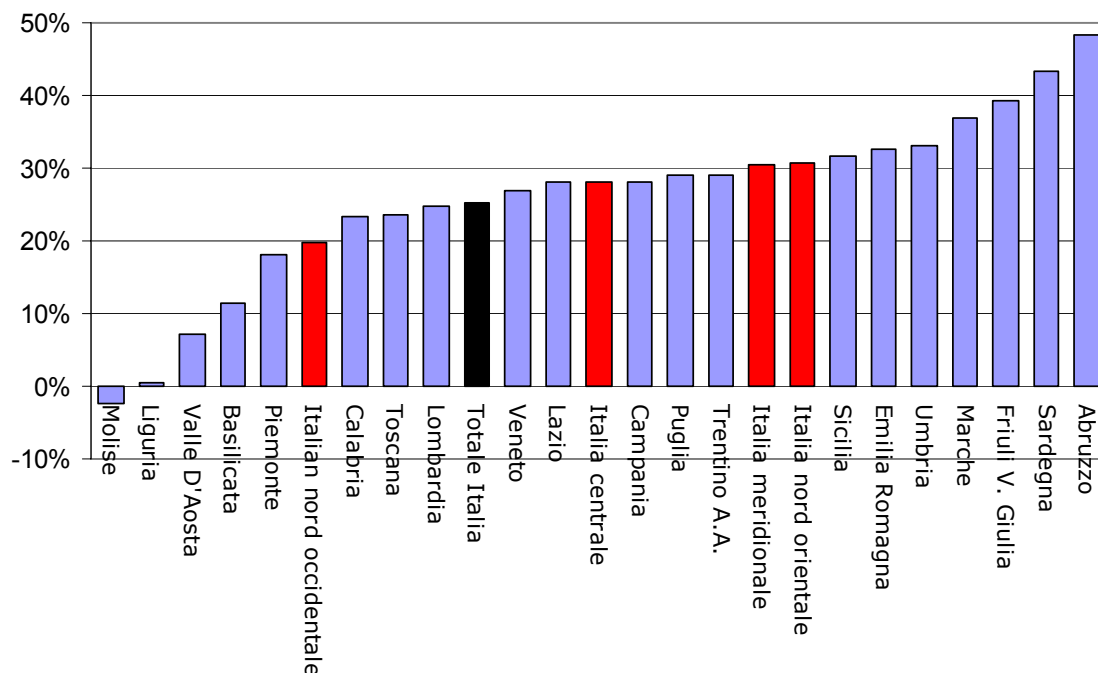
	<b>1990</b>	<b>2003</b>	<b>variazione 1990-2003</b>
<b>Piemonte</b>	2270	2681	18,10%
<b>Valle D'Aosta</b>	152	163	7,20%
<b>Lombardia</b>	4934	6152	24,70%
<b>Trentino A.A.</b>	640	826	29,10%
<b>Veneto</b>	2471	3138	27,00%
<b>Friuli V. Giulia</b>	578	805	39,30%
<b>Liguria</b>	957	961	0,40%
<b>Emilia Romagna</b>	2629	3487	32,60%
<b>Toscana</b>	2111	2611	23,70%
<b>Umbria</b>	499	664	33,10%
<b>Marche</b>	824	1128	36,90%
<b>Lazio</b>	3227	4130	28,00%
<b>Abruzzo</b>	657	974	48,20%
<b>Molise</b>	174	170	-2,30%
<b>Campania</b>	2115	2710	28,10%
<b>Puglia</b>	1697	2190	29,10%
<b>Basilicata</b>	264	294	11,40%
<b>Calabria</b>	792	976	23,20%
<b>Sicilia</b>	1908	2514	31,80%
<b>Sardegna</b>	725	1040	43,40%
<b>Totale Italia</b>	29624	37614	27,00%
<b>Italia nord -ovest</b>	8313	9957	19,80%
<b>Italia nord-est</b>	6318	8256	30,70%
<b>Italia centrale</b>	6661	8533	28,10%
<b>Italia meridionale</b>	8332	10868	30,40%

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Il settore dei trasporti risulta, al pari della generazione elettrica, il settore maggiormente responsabile di emissioni di gas climalteranti nel nostro Paese. Gli incrementi appaiono distribuiti su tutto il territorio nazionale senza apparente relazione a dinamiche comuni.

La figura 4.2 mostra l'incremento dei consumi nelle diverse Regioni italiane. Come si può osservare anche per aree geografiche, gli incrementi dei consumi dei trasporti risultano sostanzialmente distribuiti su tutto il territorio nazionale con l'unica eccezione del comparto nord-ovest che cresce meno della media nazionale e degli altri insiemi regionali.

Figura 4.2 – Incremento dei consumi di benzina e gasolio nelle Regioni. Anni 1990-2003 (%)

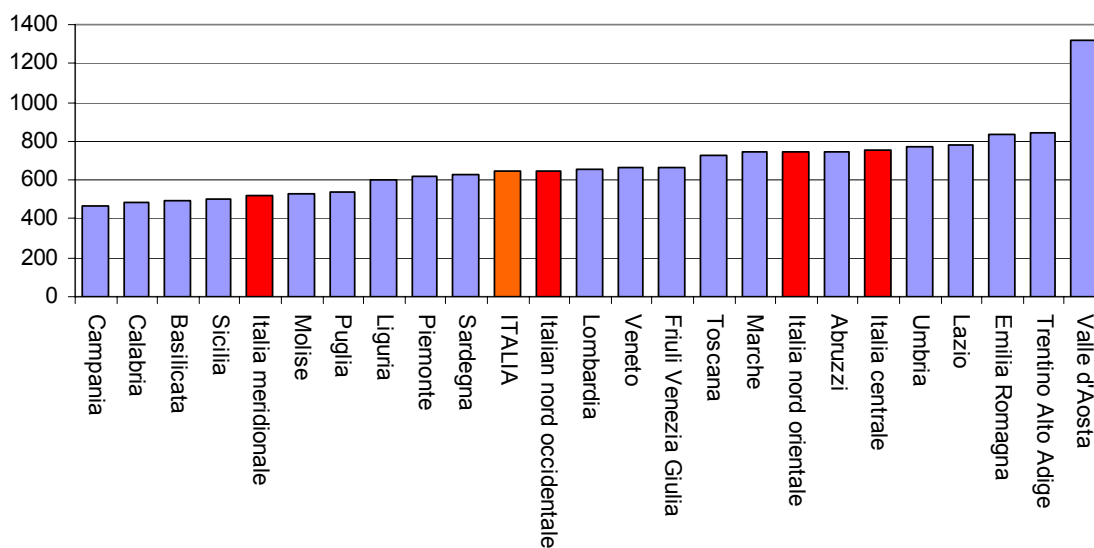


Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Le correlazioni tra consumi energetici per i trasporti e PIL o reddito pro capite risultano poco significative a livello nazionale, anche se nel caso dell'Italia meridionale la ridotta attività economica si traduce in una minore richiesta di mobilità. Anche l'indicatore di consumo pro capite di benzina e gasolio non serve a spiegare le differenze regionali (figura 4.3).

Le Regioni del centro e del nord-est, in particolare, hanno incrementato i consumi di combustibile destinato ai trasporti pur mostrando consumi pro capite sensibilmente superiori sia alla media nazionale sia alle Regioni nord-occidentali dove, in particolare in Liguria e Lombardia, si può ipotizzare come la concentrazione abitativa abbia saturato la possibilità di un incremento della mobilità privata sperimentata in altre Regioni del nord Italia.

Figura 4.3 – Consumo pro capite di benzina e gasolio nelle Regioni italiane. Anno 2003 (ktep)



Fonte: elaborazione su dati di origine varia

### **Emissioni nel settore trasporti: un possibile metodo di divisione degli oneri di riduzione**

Nella delibera CIPE 2002, che rappresenta l'ultimo documento programmatico completo per la strategia nazionale verso Kyoto, come stimato in tabella 4.13, al settore trasporti veniva assegnato un potenziale ulteriore obiettivo di riduzione di 10 Mt da raggiungere sia attraverso misure di trasporto collettivo (circa 1/3) sia attraverso una progressiva penetrazione di automobili meno inquinanti che grazie maggior contributo dei biocombustibili.

La metodologia scelta per avanzare una proposta di ripartizione degli oneri è determinata dagli strumenti e dagli obiettivi nazionali già in atto. In particolare la sostituzione del 5% di gasolio con biocombustibili dovrebbe determinare una pari riduzione percentuale delle emissioni di CO<sub>2</sub> su tutto il territorio nazionale, altrettanto, la progressiva sostituzione del parco macchine con vetture a maggiore efficienza può essere considerato una politica con una pari ricaduta a livello regionale. La somma degli obiettivi di riduzione di questi due strumenti di riduzione delle emissioni del settore trasporti, emanate a livello centrale, è stimata ammontare a 7 Mt. In considerazione dello strumento si decide di distribuire gli oneri di riduzione in base al peso percentuale delle emissioni regionali sul totale del settore trasporti per le 7 Mt di obiettivo.

La prima colonna della tabella 4.13 riporta i risultati. Al contrario, per 3 Mt si identifica come strumento un maggiore ricorso al trasporto pubblico. In questo caso l'obiettivo è distribuito a livello regionale correggendo gli attuali consumi pro capite in relazione alla densità abitativa regionale.

La scelta di fare pesare maggiormente il target alle sole Regioni più densamente popolate è evidentemente giustificato dai maggiori potenziali di riduzione in relazione alla concentrazione abitativa. La densità di popolazione, in questo caso, integra il principio di suddivisione egualitaria dell'onere. È stato infatti attribuito circa un terzo dell'obiettivo alle Regioni a maggiore densità di popolazione dal momento che qui si possono adottare politiche più efficienti di riduzione del traffico grazie ad un più facile ed economico ricorso ai mezzi di trasporto collettivo.

Tabella 4.13 – Obiettivi di riduzione nei trasporti secondo la delibera CIPE 2002. Anno base 2003 (ktCO<sub>2</sub>)

Regioni	Obiettivo ripartito in base al peso % anno base	Obiettivo relativo ad una maggiore densità abitativa	Obiettivo Totale Regione
Piemonte	-473	-	-473
Valle D'Aosta	-27	-25	-53
Lombardia	-1149	-1019	-2168
Trentino A.A.	-142	-9	-151
Veneto	-568	-97	-665
Friuli V. Giulia	-132	-	-132
Liguria	-162	-	-162
Emilia Romagna	-652	-487	-1.139
Toscana	-465	-	-465
Umbria	-117	-	-117
Marche	-210	-39	-249
Lazio	-880	-1.323	-2.204
Abruzzo	-174	-	-174
Molise	-30	-	-30
Campania	-497	-	-497
Puglia	-396	-	-396
Basilicata	-51	-	-51
Calabria	-172	-	-172
Sicilia	-484	-	-484
Sardegna	-218	-	-218
Totale Italia	-7000	-3000	-10000

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Tabella 4.14 – Obiettivi di riduzione nei trasporti nello scenario alternativo.  
Anno base 2003 (ktCO<sub>2</sub>)

Regioni	Obiettivo ripartito in base al peso % anno base	Obiettivo relativo ad una maggiore densità abitativa	Obiettivo Totale Regione
Piemonte	-676	0	-676
Valle D'Aosta	-39	-50	-89
Lombardia	-1641	-3887	-5528
Trentino A.A.	-202	0	-202
Veneto	-811	-593	-1404
Friuli V. Giulia	-189	0	-189
Liguria	-232	0	-232
Emilia Romagna	-932	-1372	-2304
Toscana	-665	-31	-696
Umbria	-167	0	-167
Marche	-300	-132	-432
Lazio	-1257	-3918	-5176
Abruzzo	-248	0	-248
Molise	-43	0	-43
Campania	-710	-17	-727
Puglia	-566	0	-566
Basilicata	-73	0	-73
Calabria	-246	0	-246
Sicilia	-692	0	-692
Sardegna	-312	0	-312
Totale Italia	-10000	-10000	-20000

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Inoltre le risorse destinate a tali Regioni permettono il contestuale miglioramento di altri indicatori ambientali determinando una migliore allocazione delle risorse destinate all'abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Proprio in considerazione a quest'ultimo aspetto è importante sia per un problema di consenso da parte dell'opinione pubblica, che di efficacia delle politiche e di efficienza di impiego delle risorse, integrare le politiche e misure ambientali mirate all'abbattimento degli inquinanti con ricaduta locale (NOX, SO<sub>2</sub>, polveri sottili) con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

La tabella 4.14 riporta una divisione dell'onere in base ai valori suggeriti nel secondo scenario; in questo caso si ipotizza una divisione degli oneri in base al primo principio per 10 Mt ed un contributo dell'estensione al trasporto pubblico per ulteriori 10 Mt.

### **Consumi civili: i dati**

I consumi civili intesi come somma di consumi domestici e terziario nel periodo 1990-2003 sono incrementati del 24% su scala nazionale e secondo una distribuzione regionale come riportato nella tabella 4.15.

All'interno del settore civile i consumi del terziario e del residenziale mostrano dinamiche differenti, massimamente legate alla crescita economica del terziario nel primo caso e a dinamiche demografiche della Regione per quanto riguarda i consumi domestici.

A fronte di un incremento dei consumi del settore terziario del 56%, il settore residenziale cresce del 12%.

Tabella 4.15 – Andamento dei consumi energetici regionali nel settore civile. Anni 1990-2003 (ktep)

Regioni	consumi terziario 1990	consumi terziario anno base	Variaz. %	consumi residenziale 1990	consumi residenziale anno base	Variaz. %	totale civile 1990	totale civile anno base	Variaz. %
Piemonte	854	1273	49%	2748	3336	21%	3602	4609	28%
Valle d'Aosta	55	71	29%	136	185	36%	191	256	34%
Lombardia	2120	3122	47%	6394	6658	4%	8514	9780	15%
Trentino A. Adige	235	265	13%	522	659	26%	757	924	22%
Veneto	877	1385	58%	2471	2788	13%	3348	4173	25%
Friuli V. Giulia	214	345	61%	665	677	2%	879	1022	16%
Liguria	300	427	42%	872	949	9%	1172	1376	17%
Emilia-Romagna	1033	1681	63%	2789	3041	9%	3822	4722	24%
Toscana	617	1058	71%	1694	1826	8%	2311	2884	25%
Umbria	114	165	45%	315	370	17%	429	535	25%
Marche	212	326	54%	622	625	0%	834	951	14%
Lazio	836	1516	81%	2112	2408	14%	2948	3924	33%
Abruzzo	166	249	50%	481	547	14%	647	796	23%
Molise	32	43	34%	106	94	-11%	138	137	-1%
Campania	364	584	60%	1088	1334	23%	1452	1918	32%
Puglia	291	546	88%	904	1188	31%	1195	1734	45%
Basilicata	55	101	84%	144	173	20%	199	274	38%
Calabria	129	214	66%	294	425	45%	423	639	51%
Sicilia	385	522	36%	911	1027	13%	1296	1549	20%
Sardegna	137	205	50%	365	471	29%	502	676	35%
ITALIA	9026	14098	56%	25633	28781	12%	34659	42879	24%

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Per seguire l'impostazione logica del capitolo, risulta indispensabile sottrarre dai consumi totali dei settori i consumi imputabili all'uso di energia elettrica. Le tabelle 4.16 e 4.17 riportano rispettivamente i dati relativi ai consumi elettrici per Regioni ed i consumi diretti di fonti energetiche. In entrambi i casi i consumi del terziario mostrano crescita superiori ai consumi domestici. In particolare l'andamento nazionale della crescita dei consumi elettrici del settore civile, pari al 46%, è composto da un incremento del terziario del 75% e di un più modesto incremento del settore residenziale, del 23%.

Tabella 4.16 – Andamento dei consumi elettrici regionali, settore civile. Anni 1990-2003 (ktep)

Regioni	consumi terziario 1990	consumi terziario anno base	Variaz. %	consumi residenziale 1990	consumi residenziale anno base	Variaz. %	totale civile 1990	totale civile anno base	Variaz. %
Piemonte	256	431	68%	352	416	18%	608	847	39%
Valle d'Aosta	12	22	83%	14	16	14%	26	38	46%
Lombardia	625	1177	88%	705	940	33%	1330	2117	59%
Trentino A. Adige	76	157	107%	67	89	33%	143	246	72%
Veneto	284	541	90%	320	440	38%	604	981	62%
Friuli V. Giulia	86	143	66%	96	116	21%	182	259	42%
Liguria	125	189	51%	136	161	18%	261	350	34%
Emilia-Romagna	290	536	85%	314	431	37%	604	967	60%
Toscana	253	423	67%	304	361	19%	557	784	41%
Umbria	47	83	77%	60	78	30%	107	161	50%
Marche	82	151	84%	95	133	40%	177	284	60%
Lazio	404	715	77%	495	576	16%	899	1291	44%
Abruzzo	67	123	84%	83	108	30%	150	231	54%
Molise	17	24	41%	19	25	32%	36	49	36%
Campania	237	386	63%	431	470	9%	668	856	28%
Puglia	176	281	60%	297	343	15%	473	624	32%
Basilicata	28	42	50%	35	44	26%	63	86	37%
Calabria	85	141	66%	148	177	20%	233	318	36%
Sicilia	253	369	46%	419	488	16%	672	857	28%
Sardegna	93	167	80%	144	179	24%	237	346	46%
ITALIA	3496	6101	75%	4534	5591	23%	8030	11692	46%

Fonte: elaborazione su dati di origine varia



Tabella 4.17 – Andamento dei consumi energetici diretti regionali nel settore civile.  
Anni 1990-2003 (ktep)

Regioni	consumi terziario 1990	consumi terziario anno base	Variatz. %	consumi residenziale 1990	consumi residenziale anno base	Variatz. %	totale civile 1990	totale civile anno base	Variatz. %
Piemonte	598	842	41%	2396	2920	22%	2994	3762	26%
Valle d'Aosta	43	49	14%	122	169	39%	165	218	32%
Lombardia	1495	1945	30%	5689	5718	1%	7184	7663	7%
Trentino A. Adige	159	108	-32%	455	570	25%	614	678	10%
Veneto	593	844	42%	2151	2348	9%	2744	3192	16%
Friuli V. Giulia	128	202	58%	569	561	-1%	697	763	9%
Liguria	175	238	36%	736	788	7%	911	1026	13%
Emilia-Romagna	743	1145	54%	2475	2610	5%	3218	3755	17%
Toscana	364	635	74%	1390	1465	5%	1754	2100	20%
Umbria	67	82	22%	255	292	15%	322	374	16%
Marche	130	175	35%	527	492	-7%	657	667	2%
Lazio	432	801	85%	1617	1832	13%	2049	2633	29%
Abruzzo	99	126	27%	398	439	10%	497	565	14%
Molise	15	19	27%	87	69	-21%	102	88	-14%
Campania	127	198	56%	657	864	32%	784	1062	0,35
Puglia	115	265	130%	607	845	39%	722	1110	54%
Basilicata	27	59	119%	109	129	18%	136	188	38%
Calabria	44	73	66%	146	248	70%	190	321	69%
Sicilia	132	153	16%	492	539	10%	624	692	11%
Sardegna	44	38	-14%	221	292	32%	265	330	25%
ITALIA	5530	7997	45%	21099	23190	10%	26629	31187	17%

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

La crescita nazionale dei consumi diretti, pari al 17%, è il risultato di un aumento nel terziario del 45% e del 10% nel domestico.

In termini di emissioni l'incremento dei consumi diretti di combustibili del settore civile non si è tradotto in un incremento proporzionale delle emissioni. La stima di incremento delle emissioni tra il 1990 ed il 2003 sembra infatti essere contenuto nell'ordine del 10%. Il settore civile ha infatti beneficiato della progressiva metanizzazione del territorio italiano aumentando il contributo del gas naturale sul totale dei consumi energetici diretti dal 59% del 1990 al 77% del 2003, con una contestuale riduzione dei consumi di olio combustibile, che dal 38% cala al 21% del 2003.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> del settore civile nell'anno base (2003) corrispondono a circa 78 Mt, pari al 16% del totale nazionale per lo stesso anno. A livello regionale i consumi di combustibile diretti mostrano in linea di massima un coefficiente di emissione per tep prossimo a quello del gas naturale, 2,35 t/tep, con qualche eccezione nelle Regioni a minore metanizzazione.

La tabella 4.18 riporta le emissioni totali dell'anno base, i consumi energetici diretti del settore terziario e domestico ed il coefficiente medio di emissione per tonnellata equivalente di petrolio (tep) impiegato.

Tabella 4.18 – Emissioni regionali di CO<sub>2</sub> e coefficiente medio d'emissione. Anno base 2003

Regioni	Emissioni settore civile (ktCO <sub>2</sub> )	Consumi residenziale +terziario (ktep)	Emissione/consumi ( t CO <sub>2</sub> / tep)
Piemonte	9.546,10	3762	2,54
Valle d'Aosta	635,4	218	2,91
Lombardia	19.064,90	7663	2,49
Trentino A. Adige	1.808,40	678	2,67
Veneto	7.809,50	3192	2,45
Friuli V. Giulia	1.889,50	763	2,48
Liguria	2.556,60	1026	2,49
Emilia-Romagna	9.240,80	3755	2,46
Toscana	5.188,40	2100	2,47
Umbria	951,2	374	2,54
Marche	1.670,90	667	2,51
Lazio	6.964,20	2633	2,64
Abruzzo	1.445,70	565	2,56
Molise	228,5	88	2,60
Campania	2.641,10	1062	2,49
Puglia	2.814,20	1110	2,54
Basilicata	474,2	188	2,52
Calabria	796,2	321	2,48
Sicilia	1.774,20	692	2,56
Sardegna	879,3	330	2,66
ITALIA	78.379,30	31187	2,51

### Settore civile: un possibile metodo di divisione degli oneri

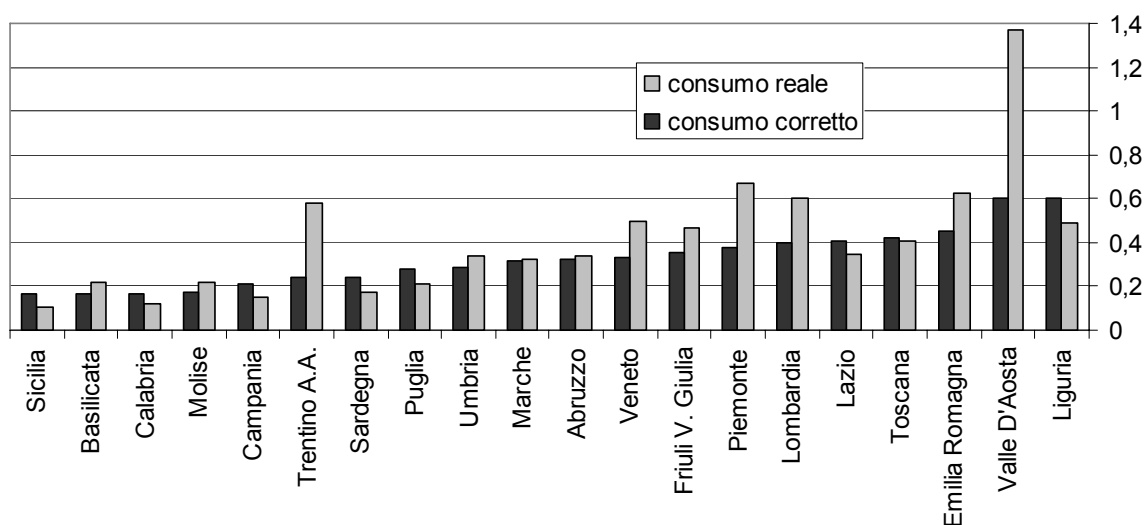
Per una divisione degli oneri delle emissioni imputabili ai consumi del settore civile viene proposta una metodologia differente rispetto al settore trasporti.

La metodologia utilizza il concetto di grado giorno introdotto nel calcolo del Fabbisogno Energetico Normalizzato dal DPR 412 del 1993 e successivamente integrato dal DPR 551 del 1999; il fabbisogno energetico normalizzato indica la quantità di energia primaria globalmente richiesta durante il periodo convenzionale di riscaldamento per garantire una temperatura costante negli ambienti climatizzati pari a 20 °C, diviso per il volume dell' ambiente riscaldato e i gradi giorno della località considerata. Si esprime pertanto in kJ/m<sup>3</sup> GG. La determinazione del fabbisogno energetico tiene conto dell'energia primaria immessa dal sistema impianto attraverso i vettori energetici, dell'energia solare fornita all'edificio, degli apporti gratuiti interni, dell' energia persa per trasmissione e ventilazione e dell' energia persa dal sistema impianto durante la produzione, distribuzione ed emissione del calore.

Nel settore domestico si procede identificando il consumo energetico primario pro capite per Regione e correggendo il dato regionale per i gradi giorno stimati per la Regione. La stima dei gradi giorno è elaborata in base alla popolazione per provincia moltiplicata per i gradi giorno della provincia stessa. Evidentemente tale metodologia non è pienamente accurata per province molto estese con caratteristiche climatiche diverse dal capoluogo, ma come già ricordato, il lavoro mira ad offrire un primo esempio di suddivisione del target in sé più che un'accurata divisione quantitativa.

I consumi pro capite corretti per i gradi giorno vengono moltiplicati per i coefficienti regionali di emissione per tep (figura 4.4). Viene supposto un coefficiente d'emissione equivalente per il settore residenziale e terziario uguale a quello riportato in tabella 4.18. Alle Regioni viene quindi applicato un obiettivo di riduzione proporzionale al peso sul totale delle emissioni corrette per l'obiettivo nazionale identificato per il settore.

Figura 4.4 – Consumi pro capite reali e corretti per gradi giorno



La divisione dell'onere con una metodologia ispirata al principio egualitario si fonda sulla valutazione degli strumenti nazionali in campo di riduzione dei consumi. In particolare, il meccanismo dei certificati bianchi e le esenzioni fiscali presenti nella finanziaria 2007. Gli impatti di tali strumenti dovrebbero distribuirsi in maniera uniforme sul territorio nazionale.

A fronte di maggiori potenziali nelle Regioni con un valore di gradi giorno superiore alla media, non sembra opportuno attribuire a queste Regioni la totalità dell'onere, come ad esempio fatto nel settore trasporti in relazione alla densità abitativa della Regione; vanno infatti considerati i potenziali di riduzione determinati dall'installazione di impianti solari termici particolarmente efficaci nelle Regioni a maggiore irradiazione solare. Si ricorda che l'analisi è appositamente limitata ai consumi energetici diretti ad esclusione dei consumi elettrici.

L'obiettivo di 68 Mt significa una riduzione di circa 10 Mt rispetto alle emissioni registrate nel settore civile al 2003. Tale obiettivo viene spartito in proporzione al peso del settore residenziale e terziario sul totale dei consumi energetici primari dei due settori. Ovvero 7 Mt al settore residenziale e 3 Mt al settore terziario.

La tabella 4.19 riporta per ciascuna Regione i gradi giorno calcolati. Il valore dei gradi giorno rappresenta la somma per tutti i giorni dell'anno delle differenze positive tra il valore di comfort di 20 °C e la temperatura media esterna.

Tabella 4.19 – Gradi giorno calcolati per Regione

Abruzzo	1883	Molise	2211
Basilicata	2234	Piemonte	2640
Calabria	1153	Puglia	1211
Campania	1091	Sardegna	1150
Emilia-Romagna	2327	Sicilia	901
Friuli-Venezia Giulia	2276	Toscana	1754
Lazio	1529	Trentino-Alto Adige	2898
Liguria	1409	Umbria	2119
Lombardia	2451	Valle d'Aosta	2850
Marche	1850	Veneto	2424
Italia			1826

Le 7 Mt di riduzioni stimate dalla delibera CIPE 2002 sono distribuite alle Regioni come riportato nella tabella 4.20. La seconda e la terza colonna riportano invece l'obiettivo di riduzione di 9,5 Mt come assegnabile al settore domestico nell'ipotesi dello scenario alternativo di riduzione (l'obiettivo di riduzione dei consumi civili in questo scenario è di 13 Mt, di cui 9,5 Mt per il domestico e 3,5 Mt per il commerciale).

In questo caso i target sono suddivisi per 7 Mt in base alla stessa metodologia della prima colonna e le successive 2,5 Mt sono invece attribuite alle Regioni con i maggiori potenziali di riduzione a fronte dell'introduzione di un sistema di incentivazione per la microgenerazione e la generazione a biomassa, che evidentemente rappresenta una misura particolarmente finalizzata a Regioni con il più alto livello di gradi giorno.

Tabella 4.20 – Obiettivo di riduzione regionale per il settore domestico (ktCO<sub>2</sub>)

Regioni	<b>Totale riduzioni CIPE 2002</b>	<b>Riduzioni aggiuntive nello scenario alternativo</b>	<b>Totale riduzioni scenario alternativo</b>
Abruzzo	-156	0	-156
Basilicata	-38	0	-38
Calabria	-125	0	-125
Campania	-438	0	-438
Emilia-Romagna	-658	0	-658
Friuli-Venezia Giulia	-152	0	-152
Lazio	-805	0	-805
Liguria	-349	0	-349
Lombardia	-1323	-441	-1764
Marche	-173	0	-173
Molise	-21	0	-21
Piemonte	-590	-1264	-1853
Puglia	-418	0	-418
Sardegna	-156	0	-156
Sicilia	-305	0	-305
Toscana	-539	0	-539
Trentino-Alto Adige	-89	-592	-681
Umbria	-88	0	-88
Valle d'Aosta	-31	-170	-201
Veneto	-548	-34	-582
<b>Totale</b>	<b>-7000</b>	<b>-2500</b>	<b>-9500</b>

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Per quanto riguarda il settore commerciale i consumi energetici e le relative emissioni (tabella 4.21), sono state messe in relazione al valore aggiunto del settore terziario commerciale e, come per il settore domestico, corrette per i rispettivi gradi giorno regionali (tabella 4.19). Anche in questo caso si adotta una doppia metodologia delle 3 Mt di riduzione richieste nello scenario CIPE 2002: 2 sono distribuite in maniera equivalente tra le Regioni in base al peso delle emissioni corrette sull'obiettivo nazionale di riduzione ed 1 Mt in considerazione ai maggiori potenziali di riduzione delle Regioni con una più elevata richiesta di calore.

Nello scenario alternativo le maggiori riduzioni di 0,5 Mt vengono assegnate a questo secondo gruppo di Regioni. La scelta del valore aggiunto come indicatore potrebbe sollevare dei problemi per le Regioni con le maggiori aspettative di crescita delle attività commerciali, in particolare modo le Regioni del sud potrebbero richiedere di avere più spazio di crescita dei consumi in ragione di un'auspicata maggiore crescita delle Regioni del nord Italia.

A livello di regolazione Stato-Regioni, tuttavia, nulla vieta di potere correggere gli obiettivi ipoteticamente assegnati alle Regioni in base all'effettiva crescita del settore terziario. In tale caso la differenza di emissioni rispetto agli obiettivi assegnati potrebbe essere socializzata a livello nazionale come contributo allo sviluppo.

Tabella 4.21 – Obiettivo di riduzione regionale del settore terziario (ktCO<sub>2</sub>)

	Emissioni da ridurre CIPE 2002 (a)	Emissioni da ridurre CIPE 2002 (b)	Totale emissioni da ridurre CIPE 2002	Emissioni da ridurre scenario alternativo (b)	Totale emissioni da ridurre scenario alternativo
Piemonte	-141	-238	-378	-345	-486
Valle d'Aosta	-7	-21	-29	-31	-38
Lombardia	-378	-368	-746	-552	-930
Trentino-Alto Adige	-14	-46	-60	-65	-79
Veneto	-165	-146	-312	-221	-386
Friuli-Venezia Giulia	-45	-22	-67	-35	-80
Liguria	-87	0	-87	0	-87
Emilia-Romagna	-243	-149	-392	-233	-476
Toscana	-194	0	-194	0	-194
Umbria	-21	-3	-24	-6	-27
Marche	-51	0	-51	0	-51
Lazio	-293	0	-293	0	-293
Abruzzo	-37	0	-37	0	-37
Molise	-5	-2	-6	-3	-7
Campania	-82	0	-82	0	-82
Puglia	-107	0	-107	0	-107
Basilicata	-14	-5	-19	-9	-23
Calabria	-29	0	-29	0	-29
Sicilia	-70	0	-70	0	-70
Sardegna	-16	0	-16	0	-16
ITALIA	-2000	-1000	-3000	-1500	-3500

#### 4.4.4 Il burden sharing regionale

Con questa ultima tavola viene indicata una ipotesi relativa alle quote di attribuzione dell'obiettivo nazionale per ogni singola Regione. La diminuzione in termini di tonnellate di CO<sub>2</sub> assegnata alla Regione viene poi espressa in percentuale sull'anno base, nel nostro caso il 2003. Tale percentuale sta ad indicare che lo Stato, in base alla metodologia adottata anche in considerazione degli strumenti già in atto, si aspetta che la Regione diminuisca di un determinato quantitativo le sue emissioni. Come ricordato nei paragrafi iniziali, la quantificazione e l'elaborazione di un *burden sharing* regionale deve porsi innanzitutto l'obiettivo di rappresentare uno strumento di monitoraggio delle politiche e misure di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> emanate a livello centrale.

Ovvero dal momento che viene identificato uno strumento e stanziato delle risorse, è legittimo attendere e prevedere determinate ricadute a livello regionale. Uno scostamento significativo delle emissioni effettive regionali dai valori identificati di *burden sharing* permetterebbe una più efficace identificazione delle dinamiche che non hanno permesso il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Il *burden sharing* deve pertanto essere innanzitutto considerato strumento efficiente di monitoraggio senza ulteriori implicazioni a livello politico di competenze Stato Regioni. Al contrario, nell'eventualità che lo Stato decidesse di attribuire alle Regioni maggiori competenze e responsabilità in materia di politica di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, il *burden sharing* da strumento di monitoraggio diventerebbe vero e proprio strumento di divisione ed attribuzione degli oneri. In questo caso sarà a discrezione della Regione prediligere un settore ad un altro. Il rispetto del *burden sharing* non si ha infatti sulla singola misura ma sull'obiettivo percentuale di riduzione complessiva.

L'adozione di metodologie della divisione dell'obbligo, che nella gran parte si sono basate su un uguale impatto delle politiche e misure introdotte a livello nazionale sulle Regioni, ha determinato una diminuzione delle emissioni rispetto all'anno base in maniera abbastanza simile per Regione con abbattimenti delle emissioni compresi tra il 6,9% del Trentino e i 14,6% del Lazio (figura 4.5).

Figura 4.5 – Obiettivo di riduzione complessivo dei settori e percentuale di riduzione sulle emissioni dell'anno base. CIPE 2002

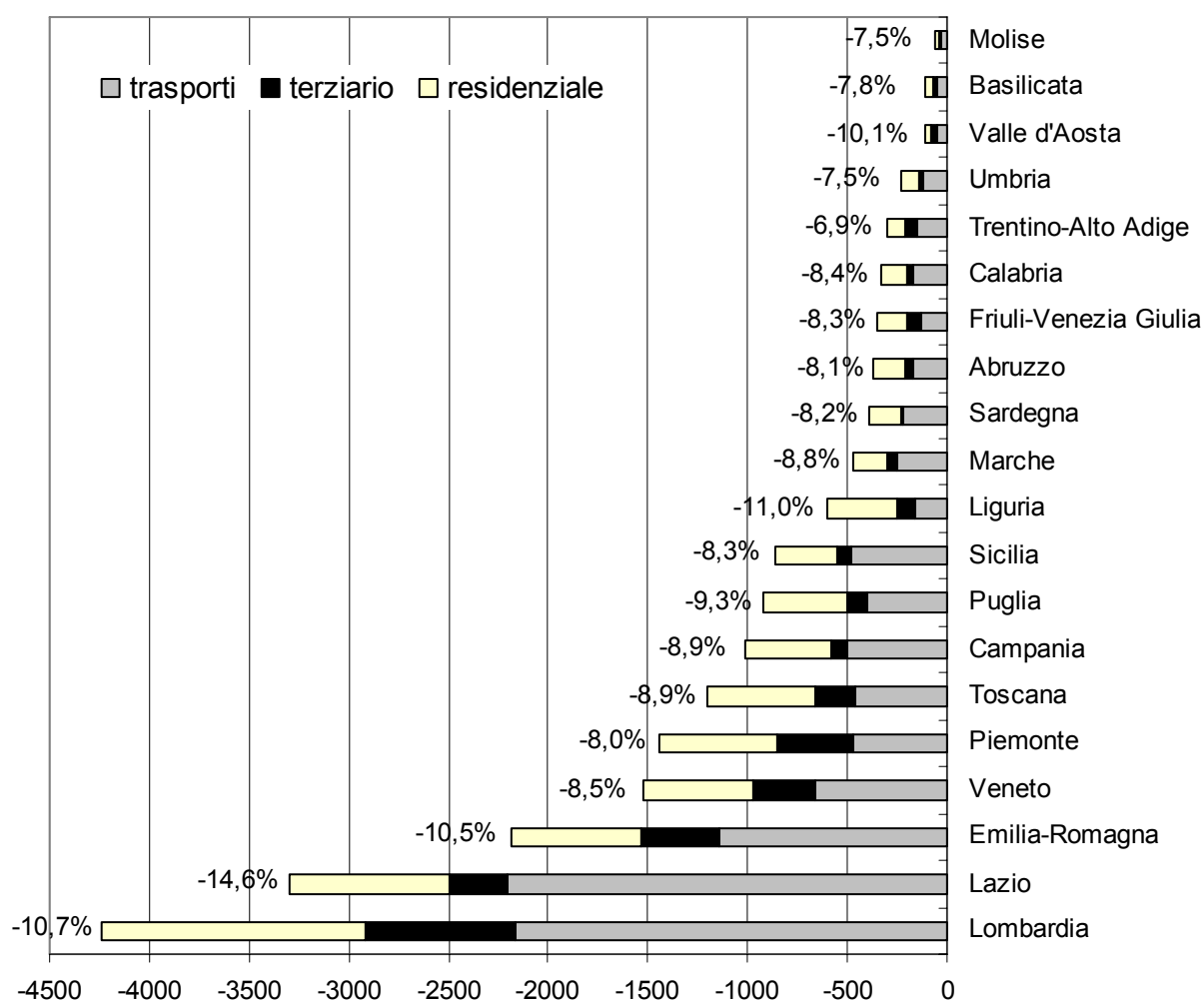
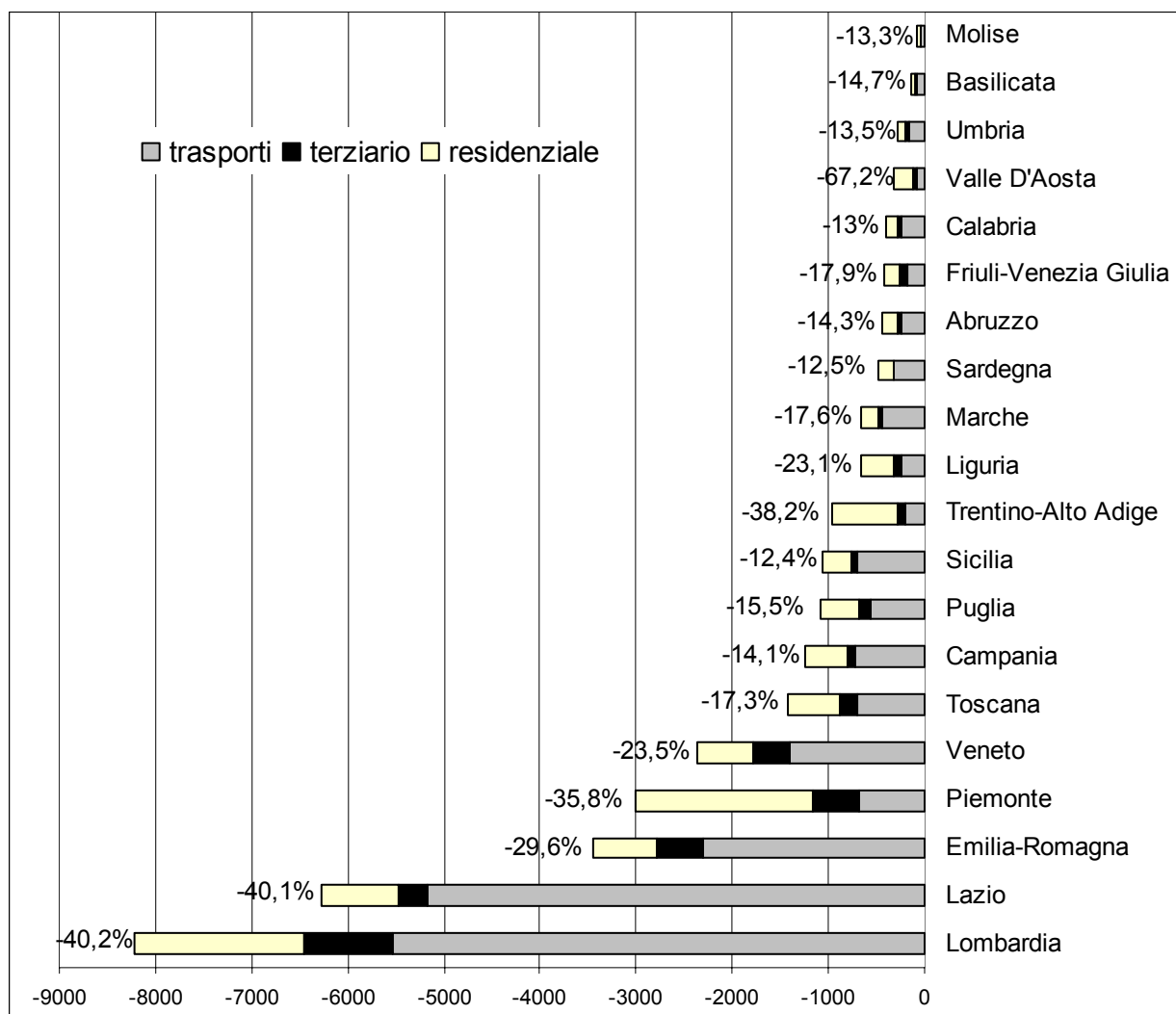


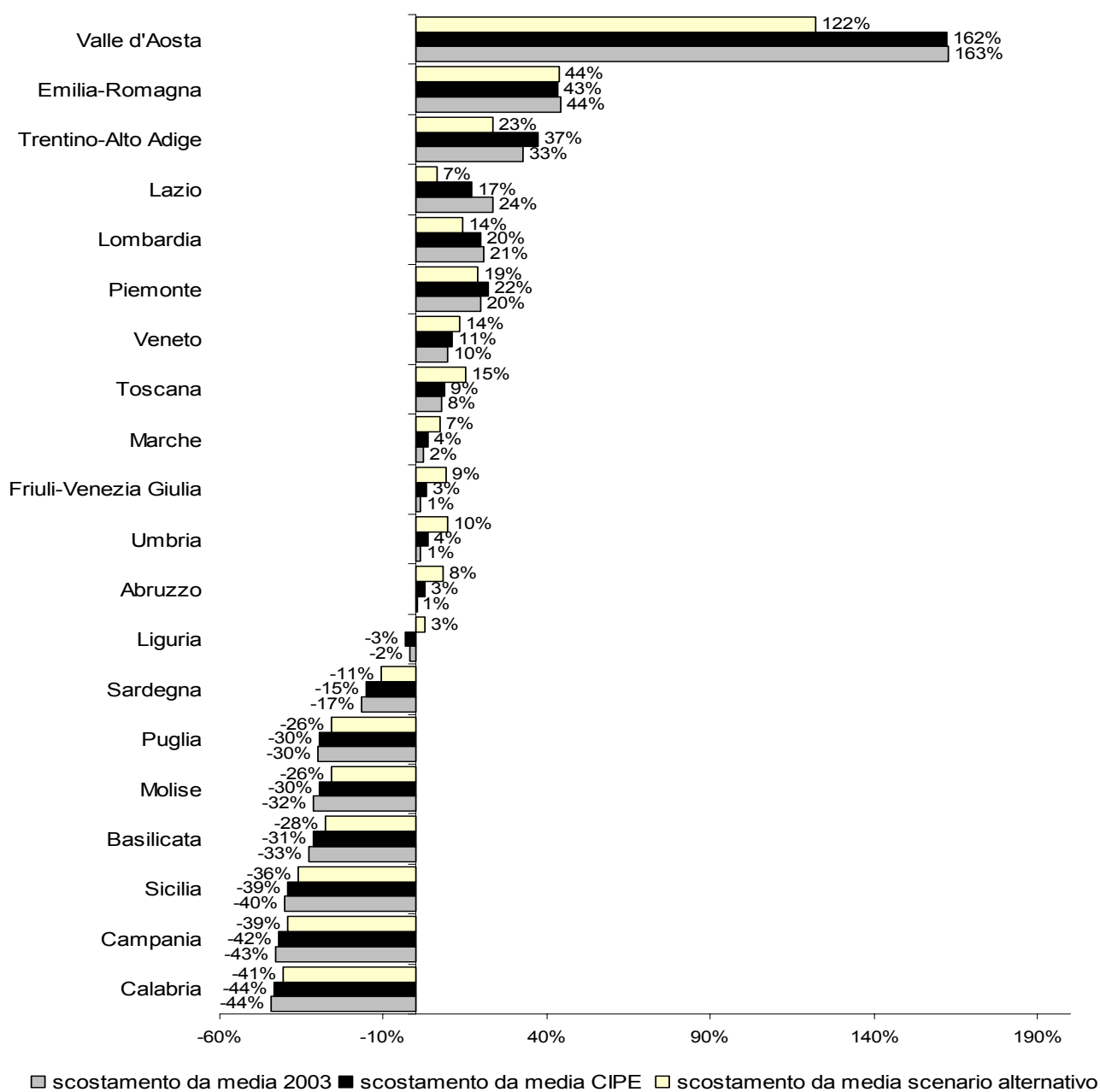
Figura 4.6 – Obiettivo di riduzione complessivo dei settori e percentuale di riduzione sulle emissioni dell'anno base. Scenario alternativo



La ripartizione degli obiettivi con metodologie che accentuino le diverse potenzialità delle Regioni, determinano evidentemente target maggiormente differenziati: dalla Sardegna con un obiettivo del 12,5% alla Lombardia con il 40,2% (figura 4.6). Il risultato è fortemente accentuato dalla concentrazione di politiche finalizzate alla riduzione del traffico attraverso trasporti collettivi da realizzare in zone a maggiore densità abitativa e dall'assegnazione di maggiore oneri di riduzione dei consumi energetici civili per le ragioni con il livello più elevato di gradi giorno.

La figura 4.7 serve da verifica della metodologia adottata in termini di emissione media per Regione. I valori riportano lo scarto dalla media nazionale di emissione per i settori trasporti e civile nel 2003, nella realizzazione di un *burden sharing* su obiettivi quantitativi da delibera CIPE e nel caso di scenario alternativo. In entrambi i casi la metodologia adottata sembra permettere una progressiva convergenza verso i valori medi nazionali di emissione pur mantenendo una differenziazione regionale in relazione ai consumi 2003.

Figura 4.7 – Scarto dalla media nazionale delle emissioni pro capite regionali nei tre scenari



È evidente che una simile suddivisione degli obiettivi non può essere impostata a livello regionale ma deve essere elaborata a livello centrale. La metodologia di divisione degli oneri può essere sviluppata in base ad infiniti indicatori, pertanto è necessario un coordinamento centrale accompagnato da una condivisione della metodologia scelta a livello regionale. Le metodologie esposte nei paragrafi precedenti servono infatti solo da esempio per svolgere logicamente il testo e mostrare l'utilità di adottare una metodologia che rifletta gli strumenti in atto e le ipotesi di *policy*, ma non hanno alcun valore quantitativo.

Infine gli obiettivi identificati possono essere posti come indicativi per le Regioni, ed in questo caso servirebbero a predisporre dei Piani Energetici Regionali la cui somma coinciderebbe con il totale nazionale o potrebbero essere introdotti in maniera vincolante, anche stabilendo un meccanismo sanzionatorio o di compensazione per le Regioni non ottemperanti o in maggiore difficoltà. In questo secondo caso sarà tuttavia necessario che lo Stato trasferisca alle Regioni anche la possibilità di adottare strumenti per il raggiungimento degli obiettivi, in particolare in materia fiscale. Al crescere delle responsabilità energetico-ambientali, infatti, non potrà non coincidere la crescita in termini di maggiore autonomia regionale per perseguire gli obiettivi.



#### 4.4.5 Consumi elettrici e generazione da fonti rinnovabili

Per quanto riguarda il settore elettrico, la contabilizzazione dei consumi e delle emissioni sono imputate al settore della generazione elettrica ed in quanto tale già regolate dal meccanismo di ET. Tuttavia abbiamo visto come il meccanismo di ET sia in grado di ridurre le emissioni dei settori industriali solo per il 17% dell'onere totale quale distanza dall'obiettivo nel 2005.

L'introduzione di target regionali di incremento dell'efficienza energetica e di promozione delle energie rinnovabili per quanto sovrapposte al meccanismo di ET troverebbero comunque una loro valida introduzione, sia per rendere più efficiente il riconoscimento delle concessioni sia per permettere l'introduzione di nuove politiche. A tale proposito è possibile prevedere l'introduzione di un *burden sharing* anche in relazione agli obiettivi nazionali di utilizzazione delle energie rinnovabili. La Direttiva europea 77/2001 prevede che gli obiettivi siano calcolati come contributo percentuale in relazione al consumo interno lordo (CIL) di un paese; tale impostazione rappresenta un principio ideale di trasferimento degli oneri alle Regioni.

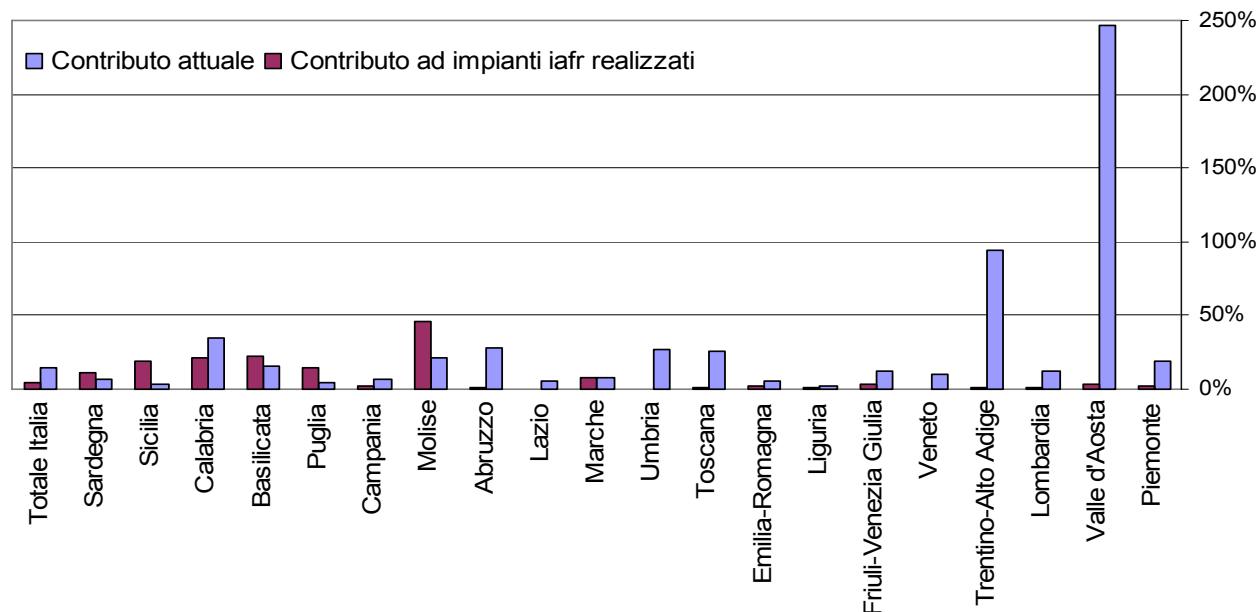
Per raggiungere l'obiettivo di sviluppo percentuale delle rinnovabili infatti non solo è possibile intervenire sulla realizzazione di nuovi impianti ma anche in termini di efficienza negli usi elettrici dal momento che l'obiettivo è calcolato in valore percentuale sul consumo interno lordo ovvero la produzione interna più il saldo import-export.

L'identificazione di un obiettivo regionale diventa pertanto doppiamente utile se non indispensabile, sia per rendere le Regioni maggiormente dinamiche nella promozione degli impianti rinnovabili, sostanzialmente con una semplificazione degli iter autorizzativi, sia nel renderle determinate in politiche di promozione dell'efficienza negli usi elettrici. La sola introduzione di target regionali sui consumi energetici diretti rischierebbe infatti di sostituire i consumi energetici con consumi elettrici, spesso determinando un peggioramento dell'efficienza energetica complessiva. Per quanto i prezzi dell'energia elettrica assorbono il costo del CO<sub>2</sub> per effetto dell'ET, è infatti alquanto probabile che il consumatore non ne sia consapevole e a fronte di politiche regionali di riduzione dei consumi energetici primari rischi di spostare i propri consumi su approvvigionamenti elettrici.

Nella figura 4.8 viene presentato il contributo percentuale degli Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili (IAFR) sul consumo interno lordo regionale e il contributo addizionale, sempre in termini percentuali del CIL, qualora venissero realizzati gli impianti ad oggi qualificati in progetto presso il Gestore del Sistema Elettrico.

Per una spartizione ulteriore degli obiettivi andrebbe sviluppata un'analisi dei potenziali teorici del contributo alle fonti rinnovabili in relazione a diversi indicatori, ventosità, risorse idriche sfruttabili, disponibilità di territorio da destinare a coltivazioni energetiche, risorse geotermiche per produzione elettrica, irradiazione solare.

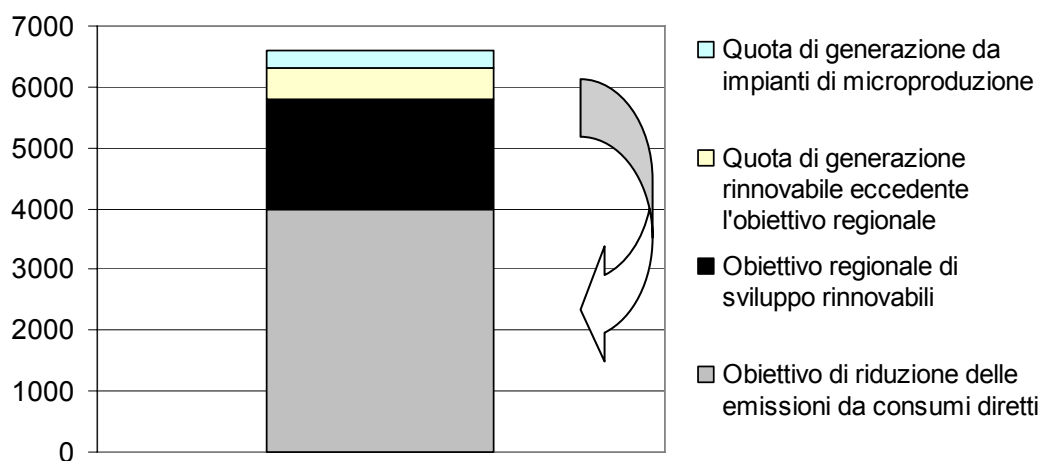
Figura 4.8 – Contributo regionale al CIL e potenzialità dei nuovi impianti ad oggi qualificati (%)



Considerato il forte ritardo nazionale nel perseguimento degli obiettivi comunitari, è possibile ipotizzare un sistema che premi le Regioni nella promozione delle rinnovabili e nel conseguimento di risparmi elettrici. Un possibile schema di incentivazione potrebbe infatti prevedere che le Regioni possano sottrarre dai target di riduzione loro assegnati le quote di rinnovabili prodotte in eccesso al target di sviluppo delle rinnovabili attribuito. Il risparmio di CO<sub>2</sub> andrebbe calcolato in base alla media delle emissioni di gas da produzione termoelettrica nazionale.

Una simile competizione tra i diversi obiettivi potrebbe inoltre essere individuato per le tecnologie di piccola scala, ad esempio impianti di generazione sotto i 100 kW che non trovano una collocazione nei sistemi d'incentivazione nazionale e che evidentemente vedrebbero una più facile realizzazione a fronte di un impegno regionale. I benefici in termini energetico-ambientali derivati dalla realizzazione di questi impianti, pur determinando un doppio conteggio in termini di emissioni e dunque una riduzione degli obiettivi nazionali, potrebbero essere accreditati alla Regione in riduzione dei target individuati (figura 4.9).

Figura 4.9 – Contributo della generazione rinnovabile al raggiungimento dei target regionali



## 4.5 Territorio e sostenibilità ambientale

### 4.5.1 VAS: applicazioni e best practice energetiche

La finanziaria 2007 ha previsto una serie di interventi incentrati sul tema dell'energia, dell'efficienza e del risparmio energetico, promuovendo attraverso diversificate forme di incentivazione, uno stimolo importante verso l'adozione di comportamenti e soluzioni maggiormente rispondenti ai nuovi obiettivi del Paese riguardanti la riduzione delle emissioni inquinanti e, più in generale, la riduzione del consumo di energia.

Di seguito si elenca una sintesi di questi interventi:

- agevolazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici;
- fondo per l'incentivazione di edifici ad altissima efficienza;
- contributi per frigoriferi ad alta efficienza;
- incentivi per l'installazione di motori industriali ad alta efficienza e a velocità variabile;
- semplificazioni amministrative per i piccoli auto-produttori di energia elettrica;
- incentivi per i biocarburanti;
- interventi sulla fiscalità energetica per finalità sociali;
- Iva agevolata per energia ecologica.

Molto vari sono gli strumenti finanziari utilizzati: l'IVA, le accise, gli incentivi alla semplificazione amministrativa, da più parti considerata come uno degli strumenti più necessari. L'adozione di un approccio articolato è senz'altro quello che risponde maggiormente in termini di efficacia all'estrema complessità del tema energetico e all'adozione di comportamenti più virtuosi da parte dei molteplici soggetti, pubblici e privati, collettivi e individuali, coinvolti in una strategia comune che ridisegni il nuovo assetto energetico del paese. In particolare, si evidenzia il fatto che negli ultimi tempi c'è stata una certa tendenza da parte di Regioni ed Enti locali verso la promozione e il cofinanziamento di interventi di ristrutturazione edilizia finalizzati al risparmio energetico e al ricorso a fonti di energia rinnovabili, in linea con quanto previsto dalla finanziaria. Pur essendo evidente che in questo momento storico si è accentuata l'attenzione dei governi e delle imprese sui modi di consumo dell'energia, espresso attraverso la priorità dell'efficienza energetica, il tema "energia" continua a coniugarsi con il tema "territorio" attraverso l'analisi e la progettazione di interventi riguardanti la correlazione tra sistema di produzione e sistema di consumo.

La UE ha cercato di regolamentare i rapporti tra questi due sistemi attraverso una serie di normative, alcune obbligatorie (VAS e VIA) ed altre volontarie, proponendo e sostenendo che solo attraverso processi di *governance* con metodologie di condivisione delle scelte si potessero rendere i tempi di progettazione, e realizzazione compatibili con i cambiamenti oggi presenti nel settore energetico. L'insieme delle tematiche energetiche territoriali, cioè dei problemi che devono essere risolti, riconduce sostanzialmente ancora a due elementi fondamentali: la scelta delle fonti e la localizzazione degli impianti necessari al loro utilizzo (estrazione, produzione, trasporto, consumo differenziato). Assume in questo contesto una particolare importanza la rete di distribuzione dell'energia elettrica.

### **Rete di distribuzione energia elettrica**

La rete di distribuzione si presenta come uno degli strumenti più importanti per la gestione del settore energetico, e anche gli ultimi eventi negativi, black-out parziali, hanno evidenziato notevoli problematiche, riassumibili in:

1. controllo europeo e non solo nazionale della rete;
2. tempi di risposta della rete nazionale ai picchi di richiesta;
3. tempi di risposta della rete nazionale ai guasti anche extra-territoriali nazionali;
4. influenza dell'efficienza della rete nazionale sui costi e sulle perdite.

Per quanto attiene al punto 1, il dibattito è tutto politico in questa fase ed appare appena avviato, sia in sede nazionale che UE, per cui non si può segnalare altro che il crescente interesse verso la realizzazione di un centro di controllo UE della rete di distribuzione. Si vuole qui indicare soltanto, in aggiunta, che una gestione integrata della rete di distribuzione consentirebbe di migliorare anche l'uso di impianti energetici da fonti rinnovabili di piccola taglia, distribuite oggi sia come numero sia come potenza efficiente lorda in modo disuniforme sul territorio UE.

Per quanto riguarda la rete nazionale, punti 2-3-4, dopo un periodo piuttosto lungo di stasi, durato dal 1992 al 2000, durante il quale la struttura della rete si è impoverita, perdendo tratti operativi ed in generale efficienza, dal 2000 in poi, attraverso la progettazione di una procedura di VAS concordata tra TERNA ed i vari Ministeri, si è determinata una ripresa del processo di rinnovamento e adeguamento della rete nazionale, sia nelle componenti dorsali, che nelle parti periferiche. Si illustra nel seguito, come esempio di *best practice*, la procedura messa in atto da TERNA.

### **Descrizione metodologica *best practice***

La metodologia applicata per l'efficientamento della rete si articola principalmente in tre fasi:

- analisi della criticità territoriale;
- analisi della sostenibilità del Piano di Sviluppo;
- studio dei corridoi.

L'analisi della criticità territoriale prende origine dall'inquadramento ambientale e socio culturale dell'intero territorio regionale. È infatti necessario disporre di elementi di natura ambientale, territoriale e socio-culturale, ad una scala di riferimento regionale, per poter collocare le opere previste dal Piano di Sviluppo in un contesto di cui si abbia una conoscenza adeguata. Tale inquadramento, derivante dalla sovrapposizione ragionata di cartografia tematica, è mirato ad individuare particolari situazioni in cui l'inserimento di un'infrastruttura elettrica necessita di un approfondimento e un'attenzione particolari; situazioni dunque che presentino una qualche "criticità potenziale". I livelli di criticità sono da considerarsi come indicazioni di carattere generale e non come un divieto o una prescrizione. L'analisi della sostenibilità del Piano di Sviluppo (seconda fase) è basata sull'applicazione di indicatori, opportunamente individuati, raggruppati secondo quattro indici, rappresentativi dei macro-obiettivi della sostenibilità: congruenza tecnica, congruenza economica, sostenibilità ambientale, sostenibilità sociale. Gli interventi previsti dal Piano di Sviluppo già approvato sono caratterizzati dagli indicatori precedentemente citati, i cui livelli di giudizio, aggregati in maniera adeguata, consentono di valutare il grado di sostenibilità complessiva del Piano di Sviluppo.

Lo studio dei corridoi, che rappresenta la terza ed ultima fase dello studio di VAS, è finalizzato ad individuare, per ogni intervento avente un'implicazione territoriale significativa, porzioni di territorio all'interno delle quali è possibile realizzare le linee elettriche (aree di fattibilità) e successivamente quelle che più si prestano ad ospitare gli impianti previsti dal Piano di Sviluppo (corridoi). I criteri per l'individuazione dei corridoi, condivisi con la Regione e, attraverso essa, con gli Enti locali, sono basati su tre categorie: Esclusione, Repulsione, Attrazione. Le tre categorie sono articolate in livelli che facilitano la classificazione delle aree e la selezione del corridoio con il più elevato grado di compatibilità/sostenibilità ambientale, sociale, economica e tecnica. I corridoi così individuati sono sottoposti al processo concertativo con Regione/Enti locali per giungere ad una loro condivisione.

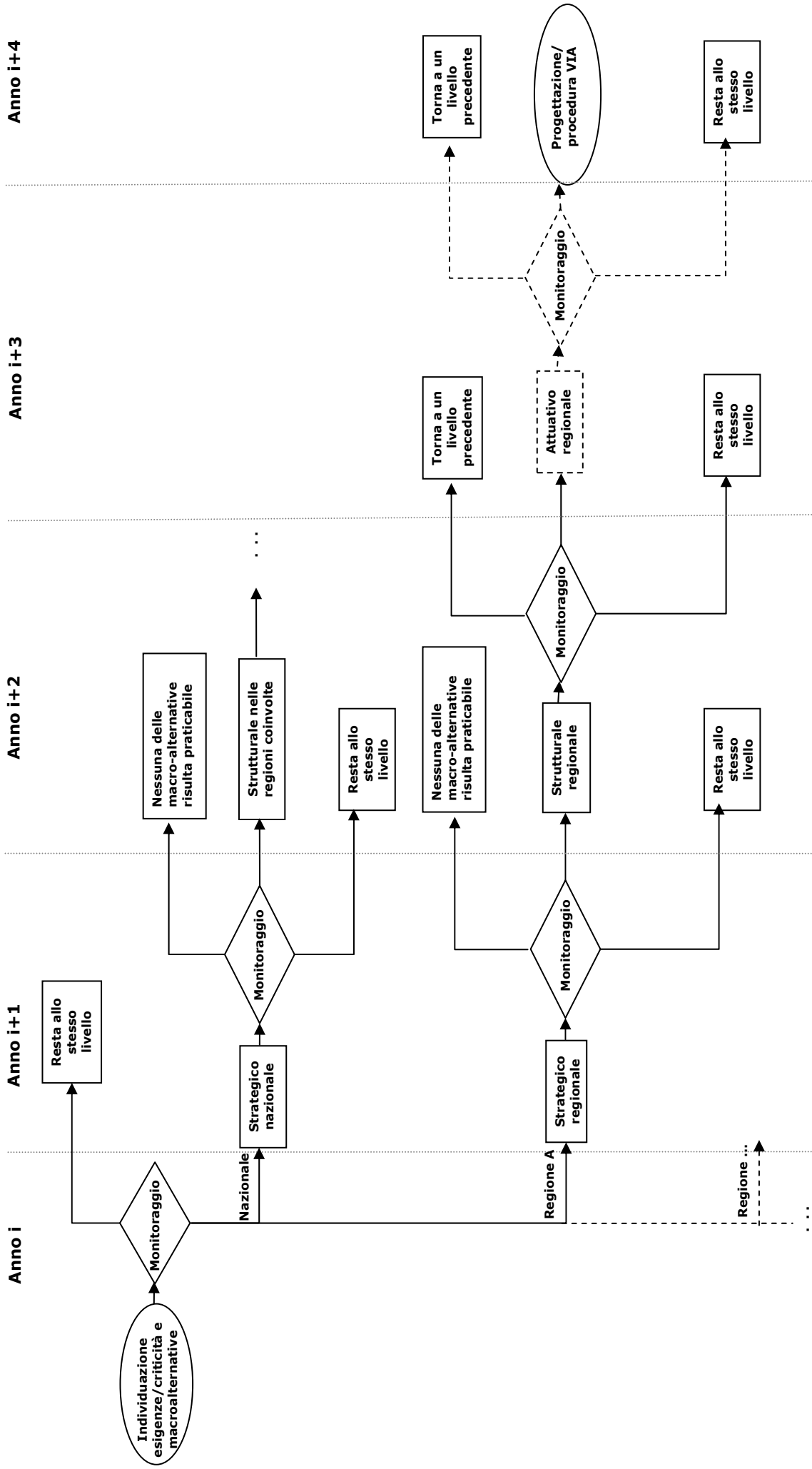
Le tre fasi della VAS, seppure distinte, sono sviluppate in modo che i risultati di una contribuiscano ad una migliore attuazione delle altre attraverso meccanismi virtuosi di feedback. La figura 4.10 illustra lo schema nel suo complesso.

Questo processo, ottenuto attraverso l'applicazione delle normative europee in tema di valutazione ambientale e di condivisione e *governance* delle scelte di sviluppo, di seguito illustrato nello schema 1, ha consentito il recupero di efficienza della rete ed il superamento, molto importante dal punto di vista operativo, dei conflitti sociali e locali legati alla realizzazione di nuovi impianti.

Dal punto di vista operativo nel periodo 1994-2003 si sono infatti avute dismissioni della rete a 380 KV ed equivalente, pari a ad una media di -39 km/anno, mentre dal 2002 al 2005, applicando la procedura VAS si sono avute autorizzazioni, progettazioni e costruzioni della stessa rete in totale pari a circa 600 Km, cioè una media di +150 km/anno.

Per quanto riguarda il ruolo della rete nel sistema energetico, oggi diviso in aree commerciali, si tenga conto che la capacità produttiva del paese è concentrata prevalentemente nell'area nord e nell'area sud, territori in cui la rete è già congestionata, con conseguente rischio di non garanzia delle condizioni di sicurezza del sistema. Si ricorda che una criticità della rete comporta la non ottimale utilizzazione della capacità produttiva, e che, come emerge dai dati dei nuovi impianti e delle ulteriori autorizzazioni, citate in seguito, tali criticità si aggraveranno nel breve periodo, entro il 2010. Per l'area sud e le isole, particolarmente la Sardegna, nella quale si hanno in campo progetti rilevanti nel campo dell'energia eolica, si ricorda che gli attuali collegamenti di rete sono, oltre che di limitata portata, anche molti vecchi, per cui occorre ipotizzare un loro efficientamento e ammodernamento.

Figura 4.10 – Best practice, schema di applicazione VAS di TERNA



Nello schema precedente, quando è possibile livelli successivi (strategico e strutturale) possono anche svolgersi nello stesso anno, mentre la presenza nel piano livello attuativo sarà necessariamente oggetto di ulteriore approfondimento. Infatti tale livello costituisce la cerniera tra VAS e VIA. Nel caso in cui esso sia incluso nel piano occorre comunque lasciare adeguato margine decisionale alla procedura di VIA, ad esempio valorizzando la fase di *scoping*, che potrebbe rappresentare l'anello di congiunzione tra VAS e VIA. Il processo è condiviso dal Gestore con Ministeri (Sviluppo Economico, Ambiente, Beni Culturali, Innovazione) e Regioni, attraverso l'attivazione di tavoli istituzionali. Nello schema sono inclusi alcuni momenti di confronto formalizzati, rispettivamente in apertura del processo, al termine della fase di orientamento (*scoping*), al termine della consultazione, per dare indicazioni sulla revisione del piano o di sue porzioni e per l'individuazione delle misure di mitigazione e degli eventuali interventi di compensazione, ed eventualmente in fase di approvazione del piano, su richiesta di almeno una delle Istituzioni, qualora permangano criticità irrisolte.

Tra le *best practice* connesse alla rete, oltre al caso TERNA, va anche citato il caso della ACEA-Electrabel che ha collegato le proprie politiche di mercato con una *policy* di efficientamento della gestione della rete e con azioni di supporto per il risparmio energetico.

Tali azioni, diffuse dal nord al sud del paese, hanno avuto due capisaldi: l'attuazione di un cosiddetto federalismo energetico, raggruppando piccoli operatori comunali dispersi, e la fornitura di supporto di analisi e di reperimento di tecnologie ai consumatori.

Ciò è stato realizzato creando *joint-venture* locali, volte ad introdurre innovazioni tecnologiche e gestionali di risparmio energetico, dalle lampade alle analisi agli impianti a basso consumo e controllo automatico tra i consumatori, così come a modificazione dei cicli di produzione supportati con innovazione dei materiali, compresi i controlli e l'eliminazione delle microcadute di tensione durante le fasi di lavorazione.

Dopo circa 6 anni di progressiva liberalizzazione del mercato elettrico successiva al "Decreto Bersani" si possono notare molte positive evoluzioni, qui in particolare si vuole evidenziare lo sviluppo di una strada originale per percorrere l'opportunità fornita dall'apertura del mercato alla concorrenza, attuato da ACEA Electrabel.

L'approccio positivo si è basato su un'immagine di sedi storiche, e quindi dotate di un loro mercato di riferimento, utilizzate per creare siti di collegamento tra cittadino, residenti e imprese, dove l'utente trova un supporto gestionale e tecnologico verso l'efficienza energetica, creando i presupposti per una fornitura individualizzata e "guidata all'efficienza ed al risparmio. Quindi si sono create diverse *joint ventures* in Italia basandosi su accordi con Municipalizzate pre-esistenti. In Umbria con ASM Terni è stata costituita Umbria Energy che opera su tutta la Regione e estende le sue operazioni sulle Marche; nell'Oltrepò Pavese con ASM Voghera è stata costituita Voghera Energia Vendita, che opera territorialmente nell'area Pavia, Lodi, Cremona, Alessandria, Novara, La Spezia, con estensioni ad altre province della Lombardia, del Piemonte e della Liguria; in Toscana con CONSIAG è stata costituita Elettrica, che si occupa del mercato toscano. Infine recentemente con AMGAS Bari e AMET Trani è stata costituita ELGASUD che gestirà le operazioni in Puglia e Basilicata.

Queste realtà territoriali che operano con le stesse modalità della società madre utilizzandone i servizi tecnici e di marketing a matrice sono costituite con capitale paritetico e si pongono l'obiettivo non solo di vendere energia elettrica e gas nelle aree di competenza ma anche di avviare un circolo virtuoso che ha l'obiettivo di far permanere nei territori detti ricchezza senza trasferimenti verso altre aree del paese ed essere partner per lo sviluppo delle imprese.

Per fare un esempio si segue un po' la strategia della grande distribuzione che si presenta sul territorio con più marchi ma con piattaforme di controllo e centrali di acquisto unificate. Economia di scala, operatività comune ma specializzata sul territorio e sui segmenti di mercato, *sharing* dei rischi e degli investimenti i dati significativi, con una accumulazione di capacità di orientamento del mercato che è spendibile in termini di riduzione e controllo dei consumi.

Nell'immediato futuro si sta lavorando per mettere questo approccio in consonanza con: i) utilizzo di energia da fonti rinnovabili, ii) campagne di ottimizzazione e risparmio energetico, iii) realizzazione di nuovi impianti produttivi, e più a lungo termine, iv) raggiungere un equilibrio consumi-zone di produzione che potrebbe dare grandi vantaggi alla rete di trasporto e distribuzione dell'energia.

Sempre tra le *best practice* vanno segnalate anche quelle relative alle azioni proposte sistema finanziario, dirette all'efficienza energetica dei singoli consumatori, intesi come cittadini e come imprese.

Si evidenzia un certo interesse da parte delle banche a creare prodotti finanziari specifici per tipologie di clienti che vogliono adottare impianti alimentati a fonti rinnovabili e/o risparmio energetico. Tra quelle più generali, si segnala la banca Monte Paschi, che ha previsto un prodotto finanziario specifico per la clientela, sia imprese che enti pubblici, che intende dotarsi di impianti fotovoltaici con potenza fino a 1000 kW per nuova costruzione o rifacimento/potenziamento impianto esistente.

Tra quelle indirizzate ai cittadini, si segnalano quelle delle Banche di Credito Cooperativo di Carugate e di Cernusco sul Naviglio. In base all'iniziativa della Provincia di Milano, i cittadini potranno ottenere prestiti da queste banche per ristrutturare le proprie case e ridurre i consumi energetici a tasso zero e restituiranno solo il denaro prestato senza pagare interessi; gli interessi sui prestiti saranno ripartiti equamente tra la Provincia di Milano e le Amministrazioni che hanno aderito all'iniziativa provinciale.

Gli interventi di ristrutturazione dovranno però essere tali che il risparmio di energia conseguito annualmente sia maggiore o al massimo uguale alle rate di rimborso del prestito al netto degli interessi. Interessi che come detto, sono a carico della Provincia e delle Banche.

Inoltre grazie alla finanziaria appena approvata, oltre all'IVA al 10% si potrà usufruire di una detrazione di imposta lorda pari al 55% dalla spesa sostenuta, da ripartire in tre anni.

Tutto questo fa parte dell'impegno assunto dalla Provincia allorché nel febbraio 2006, nell'ambito del Patto per l'Energia, sono stati individuati i principali strumenti per raggiungere l'obiettivo di ridurre di 35.000 tep/anno i consumi finali di energia: nuovi regolamenti edilizi per dimezzare i consumi, certificazione energetica degli edifici per rendere più trasparente il mercato edilizio, la costruzione di una rete di sportelli informativi per aiutare i cittadini nelle loro scelte, l'adozione di contratti di servizio per garantire i risultati promessi, e infine un costo del denaro molto ridotto.

È in programma l'emanazione del bando per i singoli proprietari di case e per i condomini; verranno adottate procedure molto snelle per erogare i prestiti e gli edifici ristrutturati verranno certificati con le nuove procedure definite dal Sacert, il sistema di accreditamento costituito appositamente con i principali portatori di interessi del mondo edilizio per diffondere la conoscenza sui consumi e per assicurare che la qualità energetica di un edificio, non sia più una caratteristica nascosta ma diventi un valore importante.

Per quanto riguarda invece l'efficienza energetica delle imprese, si aggiunge l'iniziativa della banca San Paolo, che ha istituito un finanziamento a medio-lungo termine volto a soddisfare le specifiche esigenze di tutte le imprese, e particolarmente a quelle caratterizzate da consumi energetici elevati, interessate al contenimento dei consumi e alla garanzia dell'approvvigionamento.

Possono essere finanziati progetti di investimento di durata fino a 24 mesi, ed in particolare:

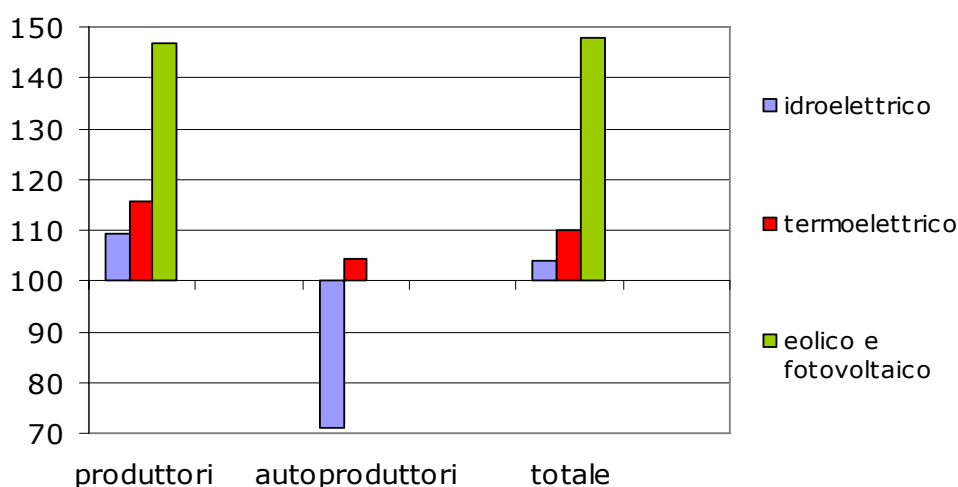
- investimenti fissi finalizzati alla realizzazione/ampliamento di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate, all'ammodernamento/riconversione di quelli convenzionali, al risparmio energetico nei processi produttivi ad alta intensità energetica (compresi i costi di progettazione, terreni, opere civili, macchine, cavidotti, trasformatori, quadri elettrici, allacciamenti ecc.);
- investimenti immateriali riguardanti studi di fattibilità, acquisizione di know-how, software gestionali ecc.;
- investimenti inerenti la produzione su scala industriale di attrezzature o materiali per la produzione di energia alternativa o il risparmio energetico, con tecnologie innovative;
- l'acquisizione di rami d'azienda o la partecipazione in società di produzione di energia. Il costo dei progetti non deve essere inferiore a 250.000 euro e - di norma - non può superare i 6 milioni di euro.

Le imprese che porteranno positivamente a termine il piano degli investimenti beneficeranno, nella fase di ammortamento, di una riduzione dello *spread* in misura variabile tra il 15% ed il 5% per progetti realizzati nell'ambito delle fonti di energia rinnovabili e del risparmio energetico. Per consentire all'impresa di avviare speditamente il proprio piano tecnico, l'erogazione del finanziamento, per i progetti in regola con le necessarie autorizzazioni, avviene per gran parte in via anticipata rispetto alla spesa.

### Collocazione dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica, e degli impianti di trasformazione e stoccaggio combustibili gas

Nel periodo 2002-2006 si sono avute importanti variazioni nella distribuzione degli impianti di produzione energia, nella dislocazione della potenza efficiente lorda, e naturalmente anche nei consumi. I grafici e le tabelle seguenti rappresentano le variazioni in termini di numerosità, tipologie e potenze.

Figura 4.11 – Variazione del numero di impianti totali sul territorio nazionale. Anni 2002-2005 (2002=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati TERNA, 2005

Tabella 4.22 – Numero degli impianti: saldi, incrementi e dismissioni. Anni 2002-2005

	Produttori	Autoproduttori	Totale
Idroelettrico	158	-77	81
Termoelettrico	75	19	94
Eolico e fotovoltaico	51	1	52

Fonte: elaborazione ENEA su dati TERNA, 2005

Tabella 4.23 – Potenza efficiente lorda. Anni 2002-2005 (MW)

	Produttori	Autoproduttori	Totale
Idroelettrico	644	-40	606
Termoelettrico	7541	113	7654
Eolico e fotovoltaico	858	2	859

Fonte: elaborazione ENEA su dati TERNA 2005

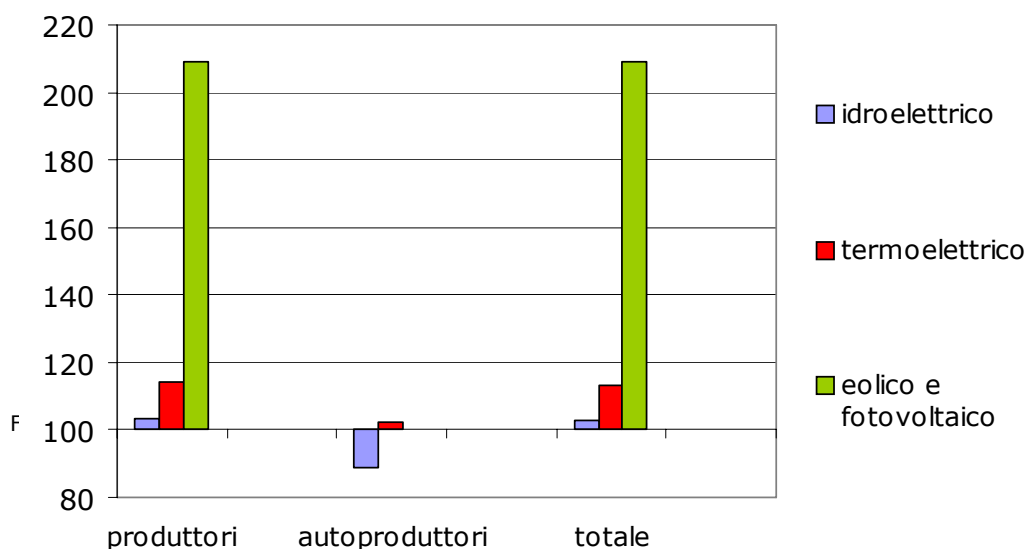
Tabella 4.24 – Potenza efficiente lorda in MW: media per nuovo impianto. Anni 2002-2005

	Produttori	Autoproduttori	Media totale
Idroelettrico	4,1	-	7,5
Termoelettrico	100,5	5,9	81,4
Eolico e fotovoltaico	16,8	2	16,5

Fonte: elaborazione ENEA su dati TERNA, 2005



Figura 4.12 – Variazione della potenza efficiente lorda. Anni 2002-2005



L'analisi dei dati sopra illustrati fa emergere le importanti novità nel settore della produzione di energia elettrica, che ha visto aumentare gli impianti di un numero notevole, superando gli stalli degli anni precedenti. Tali impianti sono sia di grande taglia, ma anche di piccola a media, rafforzando così la realizzazione di un sistema distribuito di produzione. Anche se per gli impianti di piccola taglia l'iter autorizzativo è più complesso di quelli di grande taglia. La crescita ha inoltre determinato una concentrazione nei produttori ed una riduzione del peso degli autoproduttori. Va rimarcato anche che nel fotovoltaico e nell'eolico l'attuale situazione tecnologica (gestione e taglia degli impianti), e gli elementi di *policy* praticati, hanno generalmente escluso gli autoproduttori da questa tipologia di fonte.

Per quanto riguarda invece gli impianti di stoccaggio gas, elemento rilevante anche a fronte delle problematiche relative alla sicurezza degli approvvigionamenti, su cui inferiscono ragioni di mercato, politiche ed ora anche climatiche, l'Italia si sta dotando di una serie di stoccaggi sotterranei, distribuiti prevalentemente lungo l'asse centro-nord (tabella 4.25).

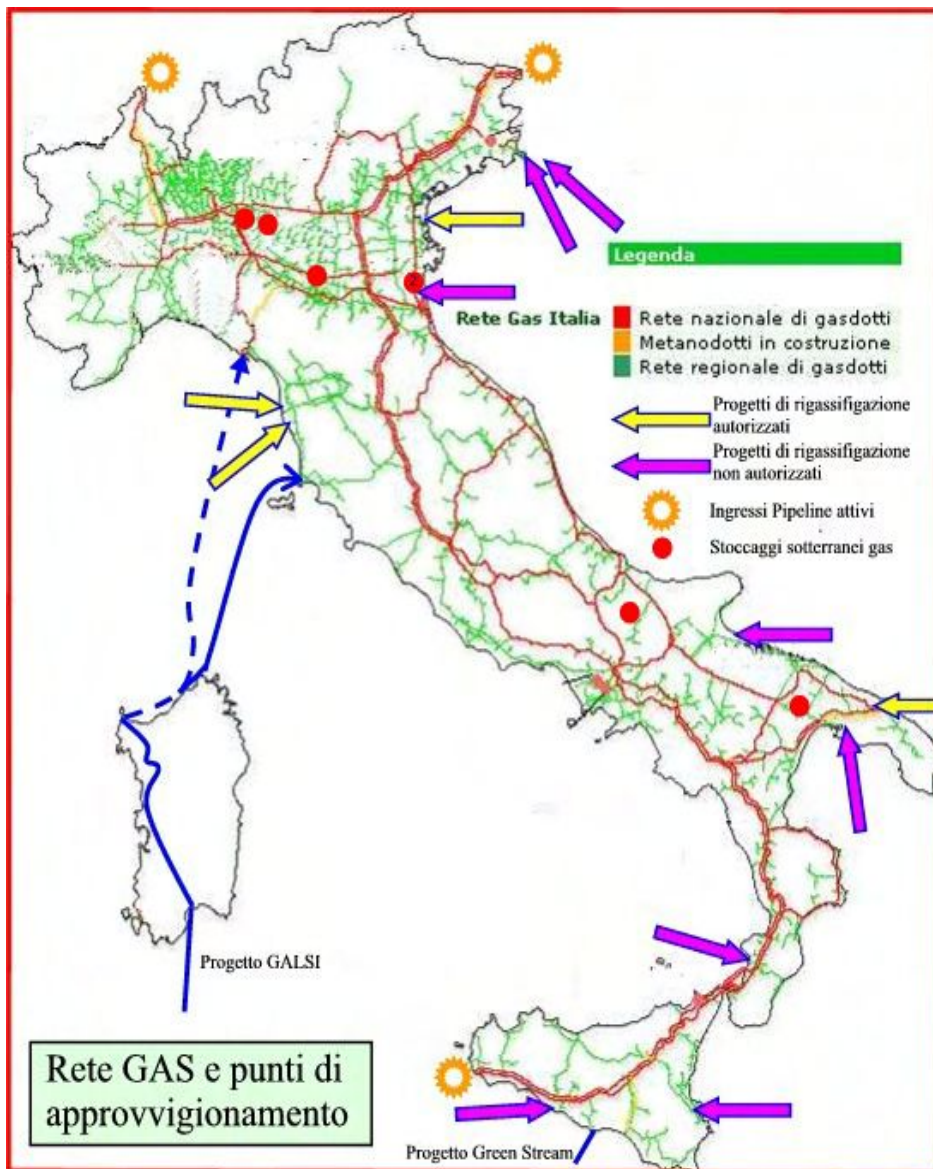
Nella figura 4.13, nella pagina seguente, si presenta invece il complesso dell'impiantistica di trasporto e approvvigionamento della fonte gas, da cui emerge come l'intera penisola sia variamente interessata da impianti di rigassificazione di gas liquido e da stoccaggi sotterranei. L'insieme ben rappresenta anche la grande dimensione dello sforzo tecnico gestionale necessario per supportare tale pianificazione progettazione con adeguate capacità professionali (tecnologiche e gestionali). Si sottolinea che su tale esigenza si potrebbero riposizionare alcune competenze ENEA, disponibili ma ancora sottoutilizzate, con le quali in questi anni l'Ente, come entità terza, ha supportato sia il Ministero dell'Ambiente sia quello dello Sviluppo Economico.

Tabella 4.25 – Elenco dei nuovi stoccaggi sotterranei gas e dimensioni

Luogo e stato	Dimensione, milioni di m <sup>3</sup>
(Lodi) - approvato	590
(Ravenna) - approvato	915
(Matera) - approvato	742
(Modena) - in acquifero profondo-approvato	3000
(Campobasso) - approvato	324
(Ravenna) - in attesa di delibera	1650
(Cremona) - bloccato in contenzioso	1200
<b>Totale</b>	<b>8421</b>

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP e MATT, 2006

Figura 4.13 – Rete gas, con stoccaggi sotterranei gas e nuovi gassificatori autorizzati



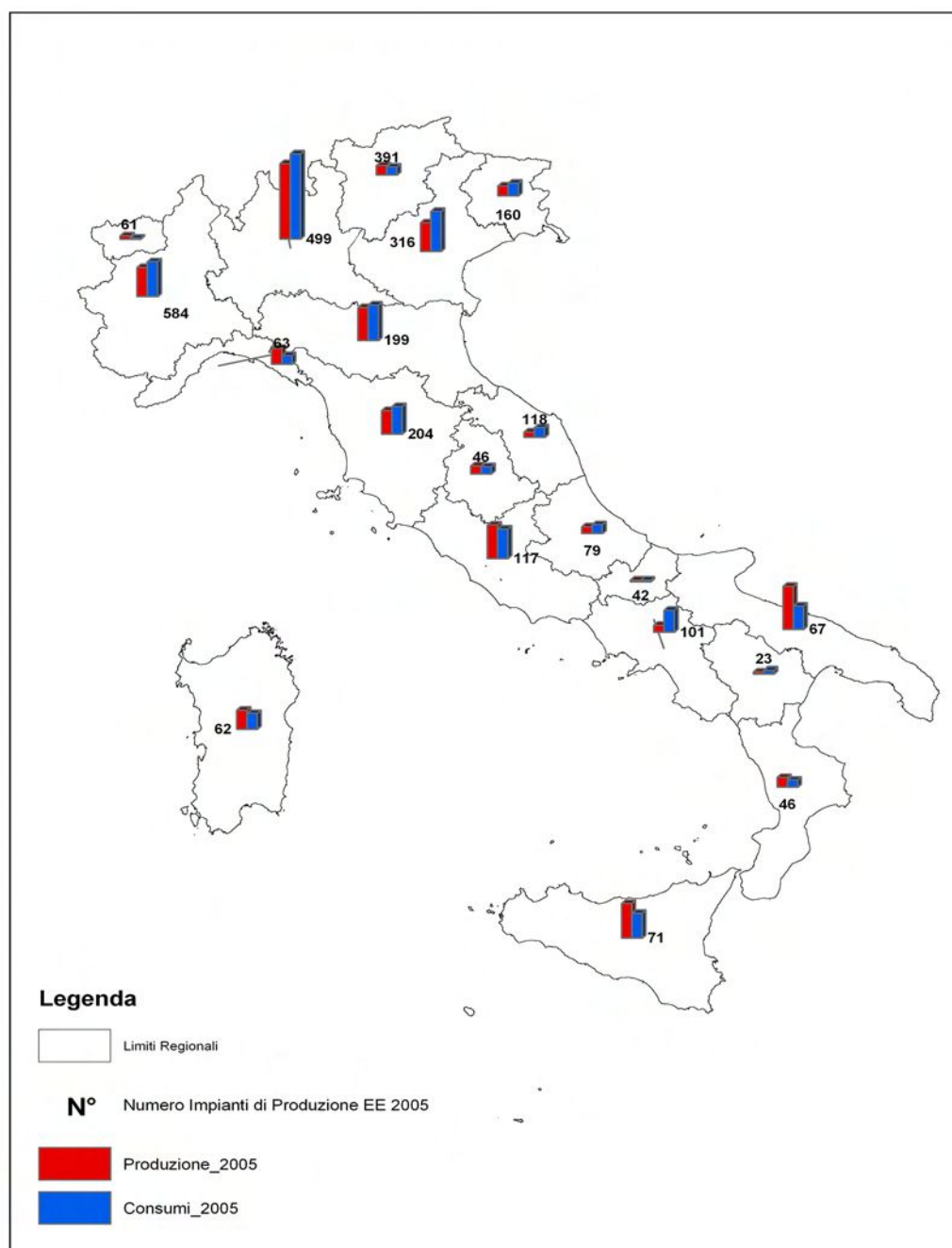
Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP e ENEA

## 4.5.2 Processi territoriali

### Consumi, produzione, nuovi impianti e VIA

Le figure 4.14 e figure 4.15 presentano la attuale situazione impiantistica per la produzione di energia elettrica e le dimensioni delle produzioni e dei consumi. Per quanto riguarda le nuove centrali, oltre agli impianti già entrati in produzione nel periodo 2002-2005 (figura 4.14) se ne hanno altri per i quali è già stata emanata l'autorizzazione VIA da parte dei ministeri competenti (figura 4.15). La seguente mappa ne illustra la distribuzione, per come è prevista nella documentazione dei decreti autorizzativi.

Figura 4.14 - Distribuzione produzione e consumi e numero totale degli impianti di produzione elettrica. Anni 2002-2005 (GWh)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP, TERNA e MATT, 2006

Figura 4.15 – Distribuzione territoriale nuove centrali termoelettriche autorizzate.  
Anni 2002-2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE, 2006

A fronte della richiesta di nuove centrali, che pone dei problemi di carattere territoriale, per l'applicazione di VAS e VIA, va anche sottolineato che le nuove centrali operative si basano su un'applicazione di nuove tecnologie, in generale a più alto rendimento energetico, e a più bassi impatti e consumi di risorse, illustrate sinteticamente nella tabella 4.26.

Nel sistema paese si è quindi sviluppato uno sforzo di innovazione tecnologica per quanto riguarda le centrali di nuova generazione; questo testimonia che la sostituzione delle vecchie tecnologie con le nuove, caratterizzate da basso impatto ed alto rendimento, può essere proficuamente fatta anche in Italia. Questa capacità tecnologica in un settore chiave dei prossimi dieci anni deve essere proficuamente messa al servizio del sistema paese, sia per quanto riguarda la sua qualità territoriale, ambientale ed energetica, ma anche in funzione della presenza e penetrazione delle competenze tecnologiche e gestionali italiane nei mercati internazionali.

Tabella 4.26 – Nuove tecnologie delle centrali autorizzate

Combustibili	Rendimento	Raffreddamento e sistema di condensazione	Elementi principali
1 cogenerazione, con un'impianto a ciclo combinato 2 centrale termoelettrica alimentata a gas naturale 3 impianto per la produzione di energia elettrica con teleriscaldamento	Compreso tra il 39,6% e il 56,4	1 il sistema di condensazione del vapore è basato su un sistema di raffreddamento ad acqua proveniente anche da impianti di depurazione, e quindi non comporta prelievi idrici da corpi idrici superficiali e sotterranei o emissioni di vapore in atmosfera, salvo le necessità di reintegro di circuiti di produzione del vapore e teleriscaldamento  2 il sistema di raffreddamento adottato, al fine di minimizzare i prelievi idrici, è del tipo ad aria, utilizzando degli aerotermini a circolazione forzata, sia per la condensazione del vapore in uscita dalle turbine, sia per il raffreddamento degli ausiliari (olio turbine e alternatori, idrogeno dell'alternatore)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• turbina a gas,</li> <li>• generatore di vapore a recupero,</li> <li>• turbina a vapore,</li> <li>• sistema di raffreddamento con condensatore in ciclo aperto moduli di produzione pressoché indipendenti</li> <li>• caldaie a recupero per la produzione di vapore ad alta e bassa pressione</li> </ul>

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT, 2006

Va infine evidenziato che tale capacità di innovazione tecnologica già dimostrata, darà maggiori o minori benefici sotto il profilo dei consumi e degli impatti ambientali, solo nella misura in cui sarà accompagnata da elevate professionalità e competenze nel campo della valutazione della *governance* dei processi territoriali.

Si evidenziano le tendenze dei grandi operatori del settore, Enel, Edison ecc., a usare mix di combustibili fossili, a proporre un incremento notevole dei rendimenti, con conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, ed a utilizzare una modifica sostanziale dei sistemi di raffreddamento, accompagnati spesso da sistemi di condensazione, per di ridurre ulteriormente i consumi di acqua ed anche parzialmente le emissioni.

La struttura imprenditoriale energetica del paese si è quindi innovata, e l'insieme delle tecnologie utilizzate consente di affermare che si ha una convergenza, per le centrali di nuova generazione, verso una riduzione degli impatti sul microclima ed anche sul globale, così come sull'uso delle risorse, che indica certamente un cambio di paradigma nella progettazione, su cui appare ancora scarsa la comunicazione e informazione verso le comunità antropiche circostanti.

Per quanto riguarda il solo rendimento, bisogna partire dal fatto che nel 2005 la media totale di rendimento del parco generativo in Italia è già cresciuta del 2,4% passando al 42,8% contro il 40,4% del 2004. Si ha quindi un trend in crescita dell'efficienza, che stimando anche le ultime centrali, da progetto, che presentano rendimenti medi superiori al 48%, si avvia complessivamente a rendimenti superiori al 45% (si rimanda al paragrafo 5.3 per quanto riguarda le riduzioni connesse di CO<sub>2</sub>).

Tale sforzo tecnologico è anche la conseguenza di un impegno economico, stimato complessivamente dagli operatori del settore, in circa 48 miliardi di euro di capitali investiti, nel quadriennio 2002-2005.

### **Territorio e caratteristiche del sistema produttivo**

Le caratteristiche generali dei territori nei quali si sono insediati gli impianti, e le loro vocazioni principali, sono essenziali al fine di capire, o almeno di esplicitare quali contesti siano stati più ricettivi e meno conflittuali, e come l'innovazione tecnologica e le modificazioni settoriali influenzino le tematiche energetiche. Nella seguente analisi si introduce una classificazione PAVITT del sistema produttivo, applicata in modo innovativo ai consumi energetici, che consente di dare una stima dei pesi delle componenti specifiche del sistema produttivo. In tale elaborazione ENEA si è inoltre modificata la classificazione, introducendo il settore servizi, convenzionalmente non inserito; che si è resa necessario, data la sua accresciuta importanza, ai fini delle stime delle evoluzioni dei consumi energetici, avvenuta negli ultimi anni in Italia.

Nella tabella 4.27 si illustrano le componenti dei consumi, calcolate secondo la tecnica dello *shift and share*, affiancate alla classificazione dei sistemi produttivi regionali, attuata secondo la classificazione di PAVITT. Tale tecnica consente di capire a quali effetti ed in quale misura sia attribuibile la variazione delle quote di consumo energetico nei diversi territori regionali.

Tabella 4.27 – Componenti consumi regionali e classificazione di PAVITT

	Componenti del tasso di variazione percentuale dei consumi energetici (media annua 2001-2005)			Consumi di energia elettrica per addetto in industria nel 2001 (GWh) (Media nazionale = 13,9)	Composizione degli addetti 2001 secondo classificazione Pavitt*				
	Comp. strutturale	Comp. regionale	Variazione effettiva=T tendenziale (2,09) + Strutturale + Regionale		SCI	SPEC	TRAD	SCA	SERV
Piemonte	-0,33	-0,73	1,03	14,7	2,3	11,9	19	13,7	52,8
Valle d'Aosta	0,09	0,12	2,30	16,3	2,7	5	23,9	7,2	60,8
Lombardia	-0,28	-0,19	1,61	14,6	3,7	11,5	19	11,5	54,1
Trentino A. A.	0,17	1,41	3,68	13,7	0,7	6,6	21,6	9,2	60,9
Veneto	-0,18	-0,02	1,89	13,9	1,5	10,8	25,9	12,4	48,4
Friuli V. G.	-0,34	0,63	2,39	19,9	1,7	10,4	21,5	11,7	53,6
Liguria	0,82	-1,89	1,03	10,6	2,8	5,9	14,3	6,7	69,8
Emilia-Romagna	0,37	0,65	3,11	12,2	1,8	12,9	19,5	11,5	53,4
Toscana	-0,20	0,48	2,37	13,1	1,7	5,6	27,2	8,8	56
Umbria	-0,61	-0,83	0,66	19,2	1,1	7,7	25,3	11,1	54,2
Marche	0,79	0,37	3,26	10,4	1,5	8,8	31,5	10,7	46,6
Lazio	0,89	-0,30	2,69	10,1	3	3,4	13,7	5,3	74,4
Campania	0,25	0,22	2,56	10,3	2,4	5,1	20,4	8,1	63,6
Abruzzo	-0,29	0,47	2,27	15,4	3,1	7,5	26	11,8	50,8
Molise	-0,18	1,44	3,35	15,8	1,4	5,4	28,4	11,8	52,2
Puglia	-0,24	0,43	2,28	16,3	0,8	5,6	26,1	8,5	57,9
Basilicata	-0,99	2,44	3,54	17,1	0,6	5,4	26,3	15,2	52
Calabria	0,71	0,45	3,25	10,2	0,4	4	20,9	5,2	68,5
Sicilia	0,51	-1,04	1,56	17,4	1,3	4,5	18,4	6,8	67,3
Sardegna	-0,46	0,76	2,39	28,7	0,8	4,6	20,1	8,2	65

\*Legenda:

SCI: Science Based;  
 SPEC: Specialised Suppliers;  
 TRAD: Supplier Dominated;  
 SCA: Scale Intensive;  
 SERV: Servizi.

Elaborazione ENEA su dati TERNA, MSE e ISTAT, 2005

La tecnica *shift and share*, che si configura come un metodo di analisi ex-post, e non può essere usata a fini predittivi, consente di evidenziare tre distinte componenti nella formazione del tasso di variazione dei consumi di energia elettrica nel territorio nazionale, la cui somma costituisce il valore della *variazione effettiva totale*, qui applicate all'analisi di quanto avvenuto nel periodo 2001-2005:

- una *componente tendenziale*, o nazionale, attribuibile all'andamento complessivo dell'economia nazionale, eguale per tutte le Regioni. Per quanto riguarda la componente tendenziale essa è stata calcolata e posta uguale a 2,09 per tutte le Regioni;
- una *componente strutturale*, attribuibile alla specializzazione produttiva della regione, più precisamente al fatto che all'inizio del periodo questa può caratterizzarsi o meno per la presenza di settori produttivi che nel sistema nazionale energetico sono risultati a più rapida crescita;

- una *componente locale, o regionale*, attribuibile alla tendenza della singola Regione ad espandere i consumi più di quanto ci si dovrebbe attendere se questi fossero determinati esclusivamente in base al tipo di specializzazione produttiva.

Pur essendo una tecnica non completamente esente da critiche, in quanto riduce la sua sensibilità analitica se applicata in periodi di tempo molto lunghi, ed infatti è stata da ENEA applicata nel periodo indicato, singolarmente alle variazioni annuali avvenute. Questo ha consentito di enucleare nella componente locale una dimensione proxy dell'efficienza complessiva del sistema, tanto di produzione quanto di trasmissione dell'energia elettrica, così come nell'impiego energetico negli usi residenziali. Nelle Regioni ove si evidenzia una componente locale negativa, si ha quindi che ciò è dovuto a due fenomeni: 1) a parità di composizione della struttura produttiva, gli interventi di risparmio energetico sono stati più incisivi; 2) la rete di trasmissione è divenuta più efficiente rispetto all'utilizzo, soprattutto da parte delle imprese. Data la sua natura residuale, nella quale si fondono aspetti diversi, è impossibile dedurre semplicemente dalla componente locale a quale di questi aspetti, in ogni singola fattispecie regionale, essa sia di volta in volta imputabile.

A livello complessivo, i settori che determinano la consistenza della componente strutturale sono da un lato quelli tradizionalmente "pesanti", in termini di intensità energetica, quali la meccanica, il siderurgico, il chimico e il metallurgico e l'alimentare e, dall'altro lato, quelli a più rapida dinamica di mercato, quali soprattutto i servizi.

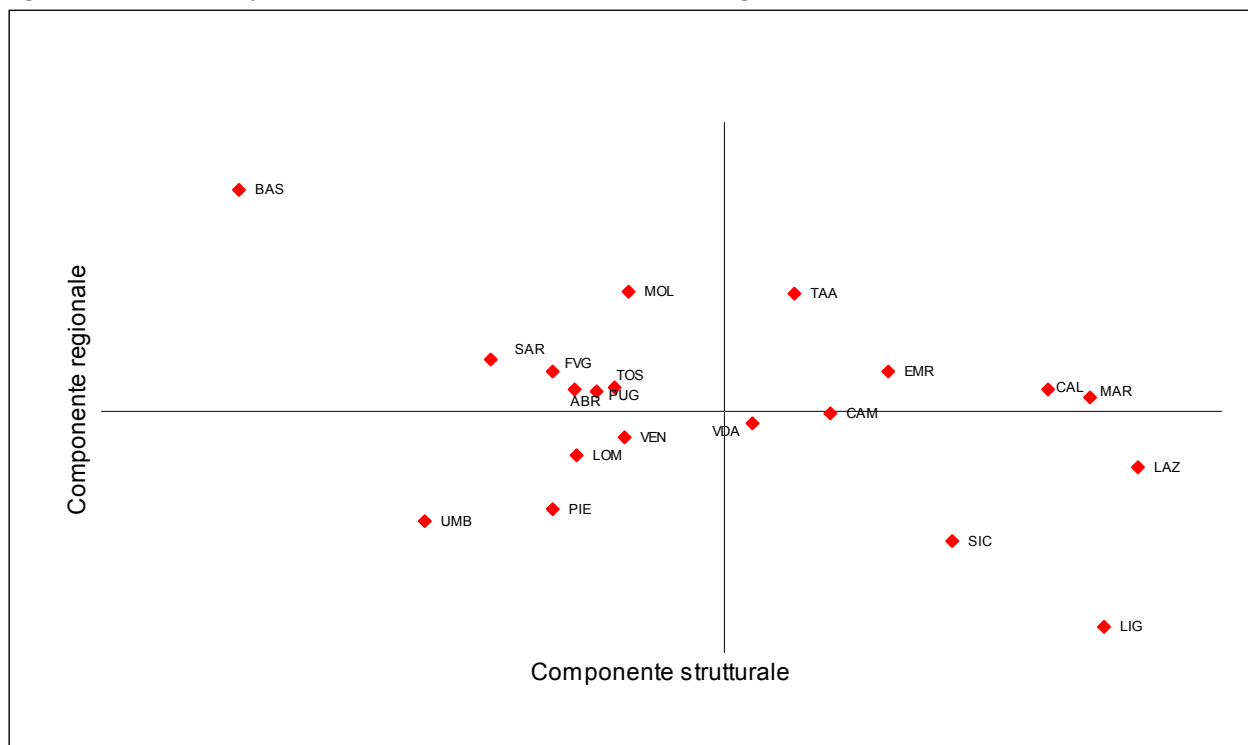
Dall'esame della figura 4.16, relativa al periodo 2001-2005, emerge il comportamento differenziato delle Regioni in ordine alle componenti locale-regionale e strutturale. Alcune Regioni, come Liguria, Lazio e Sicilia, mostrano un comportamento "virtuoso" poiché, a fronte di una specializzazione produttiva che spingerebbe, a parità di fattori, verso un maggior consumo energetico complessivo, mostrano una componente locale bassa. In particolare, il valore elevato della componente strutturale per queste tre Regioni, è imputabile all'elevato peso dei servizi e, per la sola Sicilia, al peso del settore delle raffinerie e cokerie.

All'estremo opposto si collocano Regioni come Basilicata, Sardegna e Molise, con elevata componente regionale e bassa componente strutturale. Il basso valore della componente strutturale per queste tre Regioni è spiegabile in base al peso relativamente limitato dei settori chimico, meccanico e, in genere, dei servizi e, solo per il Molise e la Sardegna, del settore siderurgico.

Nella figura 4.17 si presentano invece le correlazioni tra componente locale e variazione effettiva, per come sopra descritte.

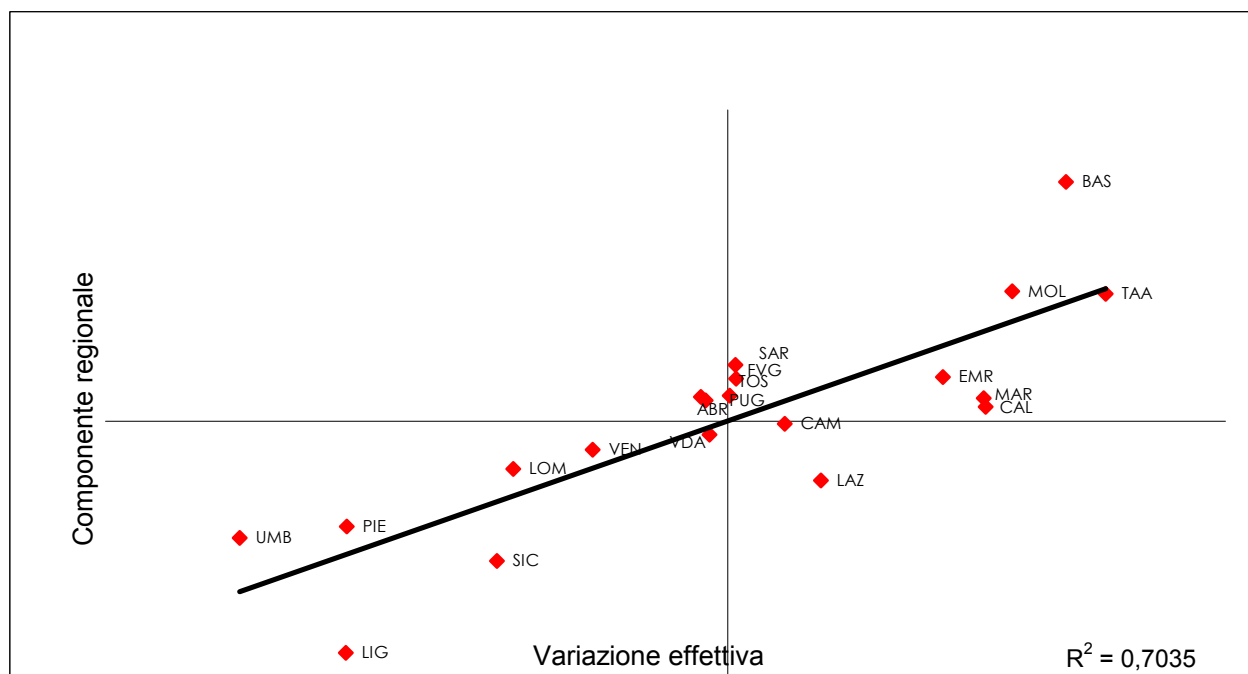
L'intensità elettrica per addetto, espressa nella tabella 4.28 in GWh per addetto nel 2001, è piuttosto alta per il Molise e la Basilicata, mentre in Sardegna è pari a più del doppio della media nazionale. Nel caso della Sardegna, si riconduce all'annoso problema della scarsa disponibilità di gas naturale, che spinge verso l'alto l'intensità elettrica. In particolare, ai fini dei consumi elettrici, questa è non solo elevata ma anche incidente – per via del loro peso sulla struttura produttiva – nel settore della chimica e delle raffinerie e cokerie. È quindi in queste ultime tre Regioni che il sistema energetico sembrerebbe mostrare, alla luce di questo quadro interpretativo, le maggiori criticità.

Figura 4.16 – Componenti strutturali dei consumi vs regionale. Anni 2001-2005



Elaborazione ENEA. Nota: l'origine degli assi è la media nazionale

Figura 4.17 – Componenti regionali dei consumi vs variazione effettiva totale. Anni 2001-2005



Nota: l'origine degli assi è la media nazionale

Elaborazione ENEA

Sinteticamente dai grafici 4.16 e 4.17 si può evidenziare come si debbano differenziare gli interventi di *policy* in relazione alle diverse dimensioni delle componenti dei consumi nelle varie Regioni, per rendere efficiente sia la dimensione consumi, che le dimensioni distribuzione e produzione del sistema energetico.



Tabella 4.28 – Coefficienti di correlazione tra consumi e classificazioni PAVITT

	Comp. Strutturale (2001-2005)	Comp. Regionale (2001-2005)	Variaz. effettiva (2001-2005)	Intensità elettrica per addetto (2001)	Special. settore SCI (2001)	Special. settore SPEC (2001)	Special. settore TRAD (2001)	Special. settore SCA (2001)	Special. settore SERV (2001)
Comp. Strutturale (2001-2005)	1	-0,43	0,13	<b>-0,65</b>	0,20	-0,22	-0,41	<b>-0,70</b>	<b>0,55</b>
Comp. Regionale (2001-2005)	-0,43	1	<b>0,84</b>	0,19	-0,47	-0,09	0,52	0,40	-0,36
Variaz. effettiva (2001-2005)	0,13	<b>0,84</b>	1	-0,18	-0,39	-0,24	0,32	0,01	-0,07
Intensità elettrica per addetto (2001)	<b>-0,65</b>	0,19	-0,18	1	-0,31	-0,05	0,10	0,21	-0,10

Elaborazione ENEA da fonti varie

La tassonomia di Pavitt classifica i settori merceologici industriali in quattro comparti, sulla base di caratteristiche della produzione e dell'utilizzo dell'innovazione tecnologica, sulla base del grado di barriera all'entrata, sulla base della dimensione media delle imprese, e in generale sul tipo di approccio al mercato. Alla originaria classificazione, ai nostri fini, è stato aggiunto il comparto dei servizi. In particolare, il comparto *scale intensive* comprende industrie caratterizzate da economie di scala, soprattutto quelle dei metalli di base e della lavorazione dei materiali grezzi, ma anche le industrie automobilistiche e in genere quelle caratterizzate dalla produzione di larga serie. Una delle caratteristiche di questo tipo di industrie è la modalità dell'innovazione tecnologica, fondata su un maggior ricorso alla internalizzazione attraverso il ricorso alla spesa in ricerca e sviluppo. Nello stesso tempo quindi, le industrie *scale intensive* si presentano come grandi utilizzatrici di energia elettrica e come soggetti maggiormente sensibili all'innovazione, perseguita anche con interventi di modificazione del ciclo produttivo. Ciò potrebbe determinare degli effetti anche sul piano del risparmio energetico.

Dall'esame della tabella 4.28, che sintetizza le relazioni che intercorrono tra le variabili espresse in tabella 4.27, si evincono alcuni elementi degni d'interesse.

In primo luogo, come si evince anche dalla figura 4.17, il 70% (pari ad un coefficiente di correlazione eguale a 0,84) della variazione dei consumi di energia elettrica nel periodo 2002-2005 nelle Regioni italiane è spiegato da variazioni di tipo locale, ovvero da fattori estranei al tipo di composizione per settori produttivi, quanto piuttosto allo specifico modo di reagire dei diversi contesti territoriali. In secondo luogo, per quanto attiene alla componente strutturale, i dati evidenziano come una struttura produttiva ad elevata intensità energetica determini una componente strutturale negativa (il valore del coefficiente è pari a -0,65). In altre parole, laddove, per effetto di una particolare composizione industriale, i costi energetici sono più elevati aumenta la sensibilità degli operatori alla tematica del risparmio energetico e maggiore è l'attenzione ad obiettivi di riduzione dei consumi. Parimenti, le Regioni connotate maggiormente da industrie riconducibili al settore *scale intensive* evidenziano una componente strutturale negativa, probabilmente per lo stesso motivo ora indicato. In altre parole, le Regioni connotate strutturalmente dal settore *scale intensive*, caratterizzato da una maggior incidenza di costo per l'acquisizione di input energetici, rispetto agli altri, evidenzieranno una maggior sensibilità alla tematica del risparmio energetico.

In terzo luogo, seguendo una dinamica speculare a quella ora citata, le Regioni caratterizzate da un maggior peso dei servizi, comparto tradizionalmente a bassa intensità energetica, sono maggiormente interessate da una componente strutturale positiva (valore 0,55, tabella 4.28). Si deve ricordare come il terziario sia basato su grandi impianti, quali i centri commerciali, per i quali non risulta ancora operativo un piano di intervento per la riduzione dei consumi di illuminazione e climatizzazione, sia su una serie di aziende collocate in edifici a carattere residenziale che, fino ad oggi, in Italia, risultano privi di adeguata progettazione per la riduzione dei consumi energetici. Se ne guadagna ulteriore conferma alla ipotesi secondo la quale la terziarizzazione si pone come uno dei fenomeni produttivi da seguire con la maggiore attenzione per quanto riguarda i consumi energetici, da supportare con *policy* mirate, se si vuole raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico altrove citati.

APPENDICE – Normativa regionale in ambito energetico

	FONTE RINNOVABILI	RISPARMIO ENERGETICO	NORMATIVA ENERGETICA GENERALE	RECEPIMENTO DL 112/98	PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE
ABRUZZO	LR 80/98 Promozione e sviluppo delle fonti rinnovabili LR 84/99 Modifiche alla LR 80	LR22/02 Miglioramento dei livelli di coibentazione termo-acustica e del contenimento dei consumi energetici LR 12/05 Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico	Det. Dir. DF2/176 del 10/12/2002 Consumi energetici	LR 11/99, 26/00, 57/00, 110/00	
BASILICATA	DGR 2920 del 2004 Atto di indirizzo per il corretto inserimento degli impianti eolici sul territorio regionale		LR 13/06 Costituzione della Società Energetica Lucana.	LR 7/99	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2001
CAMPANIA	DGR 6148/01 Procedure ed indirizzi per installazione di impianti eolici DGR 283/06 Approvazione delle procedure degli interventi a favore dell'impiego di fonti energetiche rinnovabili e per il risparmio energetico in agricoltura.	LR 12/02 Norme per il contenimento dell'inquinamento e del risparmio energetico nell'illuminazione DGR 283/06 Approvazione delle procedure degli interventi a favore dell'impiego di fonti energetiche rinnovabili e per il risparmio energetico in agricoltura.	DGR 4818/02 Linee guida nel settore energetico		
CALABRIA	DGR 55/2006 Indirizzi per l'inserimento degli impianti eolici sul territorio regionale.		DGR 1128/00 Linee guida di Pianificazione Energetica Regionale	LR 34/2002	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2005
E. ROMAGNA		DGR 2964/01 Piano regionale in materia di uso razionale dell'energia DGR 387/02 Compiti agli Enti locali in per il risparmio energetico DGR 18/03 Accordo compiti e funzioni in materia di energia LR 19/03 Norme per la riduzione dell'inquinamento luminoso e del risparmio energetico	LR 26/04 Disciplina programmazione energetica territoriale ed altre disposizioni in materia di energia DGR 2033/02 Accordo quadro in ambiente, mobilità e energia DGR 18/03 Accordo compiti e funzioni in materia di energia DGR 2678/02 Disciplina della programmazione energetica territoriale	LR 3/99, 12/01	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2002

LAZIO	LR 15/04	Disposizioni per favorire l'impiego di energia solare termica e la diminuzione degli sprechi idrici negli edifici	LR 04/06 art. 36	Disposizioni concernenti le energie intelligenti e l'idrogeno. Costituzione del Consorzio "Agenzia regionale per le energie intelligenti"	LR 14/99	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2001
LIGURIA	DGR 873/02	Linee guida efficienza energetica nel sistema ospedaliero	DGR 8.08.2002 n. 930 DGR 01.08.2003 n. 953	Convenzione Regione ARE per attività supporto Finanziamento e Programma annuale ARE	LR 3-5-9-18/99, 29/00, 2/02, 24/04	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2003
LOMBARDIA	LR 17/00	Risparmio energetico ad uso illuminazione esterna e inquinamento luminoso	DGR VI/45881 22/10/99	Individuazione bacini energetici regionali		
	LR 1/04	Contenimento dei consumi energetici negli edifici attraverso la contabilizzazione del calore	DCR VII/0674 3/12/2002	Approvazione della politica energetica regionale		
	LR 39/04	Norme per il risparmio energetico negli edifici e per la riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti.	LR 26/03	Norme in materia gestione energia		Approvato dalla Giunta Regionale nel 2003
	LR 38/04	Modifiche e integrazioni alla legge regionale 27 marzo 2000, n. 17 ed ulteriori disposizioni	DGR n. 7/18080 del 2004 DGR 7/2999 del 2000 DGR 7/15703 del 2003	Indirizzi per la realizzazione del catasto degli impianti termici Individuazione interventi per la riduzione delle emissioni di gas-serra, ai sensi del DM 337 del 2000. Modifica e integrazione alla deliberazione della Giunta regionale n. 2999 del 29 dicembre 2000	LR 5/00	
MARCHE	DGR 2257/00 DGR 1324/02 DGR 291/03	Fondi per incentivare progetti fonti rinnovabili e solare termico Criteri e indirizzi di VIA per impianti eolici Fondi per incentivare progetti fonti rinnovabili e risparmio energetico	LR n. 7 del 14.04.04	Disciplina della procedura di valutazione di impatto ambientale	LR 10/99	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2005

MOLISE	DGR 335/00 Contributi risparmio energetico e sviluppo fonti rinnovabili.	DGR 335 SP/ARI del 2000 Contributi risparmio energetico e sviluppo fonti rinnovabili.	LR n. 25 del 7/8/2003 Norme per l'elaborazione e l'attuazione del piano di gestione dei rifiuti LR n. 15 del 16/4/2003 Interventi per la tutela, lo sviluppo e la valorizzazione del territorio montano	LR 34/99, 22/00	
PIEMONTE	DGR 29/02 Aiuti per produzione e utilizzazione fonti rinnovabili in agricoltura DGR N. 23-12920 5/7/2004 Criteri e modalità per l'erogazione di contributi per interventi dimostrativi e strategici fonti rinnovabili	LR 31/00 Inquinamento luminoso e impiego risorse energetiche DGR n. 63-11101 24/11/2003 Sviluppo e diffusione impianti a basse emissioni e alto rendimento energetico	LR 23/02 Procedure di formazione Piano Energetico-Ambientale DGR n. 8 /9-11047 24/12/03 Progetti utilizzo idrogeno per energia e mobilità	LR 44/00, 5/01 Approvato dal Consiglio Regionale nel 2004	
PUGLIA	LR 9 del 11.08.05 Moratoria delle procedure di VIA per gli impianti eolici DECR. ASSES. 10/09/03 Direttive relative ai progetti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento LR 14/00 Disciplina in materia di idrocarburi liquidi e gassosi e delle risorse geotermiche. DECR. ASSES. 17/05/06 Criteri per la realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del sole	LR 15 del 23.11.2005 Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico	DGR 1409/02 Approvazione studio per elaborazione piano energetico regionale	LR 17-19-24-25/00 LR 19/01	
SARDEGNA	DECR. ASSES. 47/13 del 2003 Adesione della Regione Sardegna alla Campagna UE per il decollo delle Fonti Energetiche Rinnovabili		DGR 50/23 del 2005 Piano Energetico Ambientale Regionale		Approvato dalla Giunta Regionale nel 2003



	LR 62/93 LR 43/98	Norme in materia di risparmio energetico e fonti rinnovabili Modifiche LR 62/93		LR 25/00	Planificazione energetica	LR 11/01	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2005
VENETO	LR 14/03	Interventi agroforestali produzione biomasse					
	LR 08/06	Iniziative di sostegno alla produzione e all'utilizzo energetico di biomasse legnose					
	LR 18/2003 DGR 4231/01	Regolamento relativo alla concessione di contributi per la riqualificazione di impianti idro Contributi LR 4/99 e adesione programma "Tetti fotovoltaici" e solare termico	LR 4/99 DGR 1668/01 DGR 4231/01	LR 4/01 LR 6/02 DGR 27/01 LR 30/02 LR 15/2004	Incentivi contenimento consumi e utilizzo fonti rinnovabili Disposizioni in materia di controllo impianti termici Programma interventi "Carbon Tax" Disposizioni in materia di energia Riordinamento normativo 2004 (protezione civile, ambiente, lavori pubblici, pianificazione territoriale, trasporti ed energia)	DL 110/02	Adottata dalla GR una bozza di Piano di Piano nel 2006
FRIULI V.G.							
P.A. BOLZANO	LP 1 del 11.04.2005	Disposizioni transitorie in materia di concessioni di grandi derivazioni a scopo idroelettrico					Approvato dalla Giunta Provinciale nel 1997
	DGP 2190	Provvedimento risparmio energetico e utilizzo fonti rinnovabili	DGP 2190		Uso razionale energia, risparmio e fonti rinnovabili		
	DGP 1942/00	Approvazione iniziative riduzione emissioni gas-serra	DGP 1942/00				Approvato dalla Giunta Provinciale nel 2003
P.A. TRENTO	DGP 12664/00	Approvazione iniziative riduzione emissioni gas-serra	DGP 12664/00				

## CAPITOLO 5

### SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

In questo capitolo il sistema energetico italiano viene analizzato con una prospettiva di medio-lungo periodo. Nella prima parte del capitolo (par. 5.1 e 5.2) sono descritti alcuni scenari energetici<sup>1</sup> elaborati mediante un modello che riproduce il funzionamento del sistema<sup>2</sup>.

In primo luogo, viene presentata e analizzata l'evoluzione tendenziale del sistema energetico. Per tenere conto in qualche misura della notevole incertezza di alcune variabili-chiave, che rende difficile effettuare "previsioni", se non nei termini di plausibili intervalli di variazione, gli scenari sono stati costruiti a partire da ipotesi differenti riguardo all'evoluzione di due "dimensioni" fondamentali (tabella 5.1): l'economia italiana e i mercati energetici mondiali. Ad ogni dimensione corrispondono una o più variabili-chiave, per ciascuna delle quali si è definito un intervallo di variazione "plausibile" e coerente con un'evoluzione "tendenziale" del sistema.

Gli scenari che definiscono gli estremi dell'intervallo di variazione si differenziano dunque per le diverse ipotesi utilizzate per il costo dell'energia importata, che è significativamente diverso per i due scenari, e per il tasso di crescita dell'economia, che si differenzia invece in modo relativamente limitato. Si sono quindi costruiti due scenari tendenziali, rappresentativi di due diverse "immagini del futuro", entrambi però coerenti con l'ipotesi di fondo di una sostanziale continuazione delle tendenze recenti del sistema economico ed energetico:

- uno scenario *tendenziale alto* (A1), nel quale i mercati energetici tornano a una situazione di "normalità" (anche se su livelli di prezzo comunque ben maggiori di quelli degli anni novanta) e l'economia cresce a ritmi superiori sia a quelli dell'ultimo decennio che a quelli degli ultimi venti anni (1,8% medio annuo contro 1,4% e 1,65% rispettivamente), con una certa tenuta del settore industriale e un aumento della terziarizzazione piuttosto contenuto;

Tabella 5.1 - Schema degli scenari

			<b> Mercati energetici mondiali </b>	
			<i>Prezzi alti</i>	<i>Prezzi bassi</i>
<b>Sistema economico / energetico italiano</b>	<i>Crescita economica medio-alta</i>	<i>Legislazione corrente</i>		<b>A1</b>
		<i>Politiche energetiche e ambientali</i>		<b>A2</b>
	<i>Crescita economica medio-bassa</i>	<i>Legislazione corrente</i>	<b>B1</b>	
		<i>Politiche energetiche e ambientali</i>	<b>B2</b>	

<sup>1</sup> Gli scenari qui presentati sono descrizioni di come il sistema energetico italiano può evolvere, data la metodologia utilizzata e le ipotesi adottate (non si tratta invece di *previsioni* di come il sistema evolverà). Gli scenari *tendenziali* (o di riferimento) proiettano il sistema energetico a partire dalle tendenze in atto, date le tecnologie attuali e del prossimo futuro, l'evoluzione del sistema economico e sociale, la legislazione vigente. Essi descrivono quindi un'evoluzione neutrale dal punto di vista delle politiche, che può essere utilizzata per analizzare l'impatto di possibili iniziative di policy. Alcune di queste possibili politiche sono qui esaminate negli scenari *alternativi* (scenari A2/B2). Si sottolinea però che gli scenari elaborati dall'ENEA non contengono proposte, né speculano su possibili interventi legislativi.

I mercati dell'energia costituiscono un sistema *complesso*, per cui i modelli che ricostruiscono il sistema sono rappresentazioni semplificate dei processi di produzione e consumo di energia. Le proiezioni che ne derivano presentano quindi un elevato grado di incertezza, dovuto in primo luogo alla possibilità di eventi in grado di influenzare il sistema, di per sé casuali e non anticipabili, in secondo luogo all'evoluzione futura delle tecnologie, della struttura economica e demografica del paese, che non possono essere previste con certezza. L'incertezza relativa a questo secondo insieme di variabili è qui in parte "esplorata" mediante la definizione dell'evoluzione tendenziale del sistema energetico in termini di plausibile intervallo di variazione delle principali variabili-chiave.

<sup>2</sup> Il modello Markal-Italia rappresenta il sistema nazionale integrato energia-ambiente dal 2005 al 2050 (per una sintetica presentazione del modello si veda l'Appendice 2).

- uno scenario *tendenziale basso* (B1), nel quale sui mercati energetici la situazione di tensione degli ultimi anni tende a prolungarsi, con un livello tendenziale del prezzo del greggio che si stabilizza sopra i 60 \$/b, e in cui l'economia cresce a ritmi appena inferiori a quelli dell'ultimo decennio (1,3% medio annuo), con un più ampio divario tra la crescita del settore dei servizi e quella dell'industria, soprattutto di quella *energivora*, penalizzata dall'alto costo dell'energia.

La valutazione delle principali caratteristiche del sistema energetico risultante dall'evoluzione tendenziale evidenzia alcuni elementi di criticità per il Paese, in termini di sicurezza degli approvvigionamenti, di diversificazione delle fonti, di dipendenza estera, di rispetto dei vincoli ambientali. L'evoluzione tendenziale del sistema sarà quindi confrontata con quella risultante da due scenari *di intervento*<sup>3</sup>, alternativi rispetto allo scenario tendenziale, costruiti per esplorare la realizzabilità e l'efficacia di possibili misure volte a conseguire obiettivi di politica energetica e ambientale, quantificandone i risultati (scenari A2 e B2, costruiti applicando le misure suddette ai due scenari tendenziali A1 e B1). Le misure considerate sono finalizzate a una significativa diversificazione delle fonti di approvvigionamento, un massiccio ricorso all'efficienza energetica e un'estensione della produzione di energia rinnovabile, tenendo conto degli obiettivi di salvaguardia dell'ambiente locale e globale.

Nella seconda parte del capitolo (par. 5.3) l'ottica con la quale si analizza l'evoluzione del sistema viene capovolta: si passa dall'analisi aggregata del sistema a un'analisi e valutazione delle prospettive delle sue componenti essenziali, le tecnologie. L'attenzione si concentra in particolare su alcune tecnologie energetiche innovative, il cui maggiore o minore sviluppo può avere un impatto significativo nel determinare le caratteristiche fondamentali del futuro sistema energetico del paese.

## 5.1 L'evoluzione tendenziale del sistema energetico

Come detto, l'evoluzione tendenziale si basa sulla sostanziale continuazione delle tendenze recenti del sistema economico ed energetico italiano. Essa deriva in particolare da alcune ipotesi relative all'evoluzione sociale, demografica ed economica del paese, ipotesi utilizzate per definire l'evoluzione della domanda di *servizi energetici*<sup>4</sup>, che è alla base degli scenari<sup>5</sup>.

Per i diversi settori di uso finale dell'energia le principali variabili-guida utilizzate per le proiezioni della domanda di servizi energetici sono le seguenti: per i comparti dell'industria la crescita economica e della produzione industriale (a livello sottosettoriale), per il settore terziario il valore aggiunto (di tre principali sotto-settori), per il residenziale le tendenze demografiche del sistema (in primo luogo la popolazione e il numero di famiglie) e alcune ipotesi sulla prevedibile evoluzione delle caratteristiche della domanda, per i trasporti la dinamica della popolazione attiva (insieme a ipotesi sull'andamento della mobilità pro-capite) e la crescita del prodotto interno (soprattutto per il trasporto-merci). Alle variabili suddette si aggiungono i prezzi dell'energia, che nei diversi scenari variano sia per ipotesi *esogene* che per effetto delle politiche considerate, per cui l'effettiva evoluzione della domanda di servizi energetici è in definitiva un risultato dell'equilibrio che si stabilisce sui diversi mercati energetici, con l'intersezione delle curve di domanda e offerta di vettori energetici e commodity (per una descrizione più approfondita si rimanda all'Appendice).

Le pagine che seguono descrivono più nel dettaglio le ipotesi di partenza e i principali risultati dei due scenari tendenziali, evidenziandone alcuni elementi di particolare interesse.

---

<sup>3</sup> Quello qui presentato è solo uno dei possibili scenari di intervento che possono essere elaborati sulla base degli elementi di criticità che si ritiene prioritario superare.

<sup>4</sup> È importante tenere presente la differenza tra domanda di *servizio energetico* e domanda di *energia*: per servizio energetico si intende il servizio fornito dal bene energia (la c.d. energia utile), espresso ad esempio in termini di metri quadri riscaldati, passeggeri-km o tonnellate-km, forza motrice, oppure in termini di unità fisiche di beni la cui produzione richiede il consumo di energia.

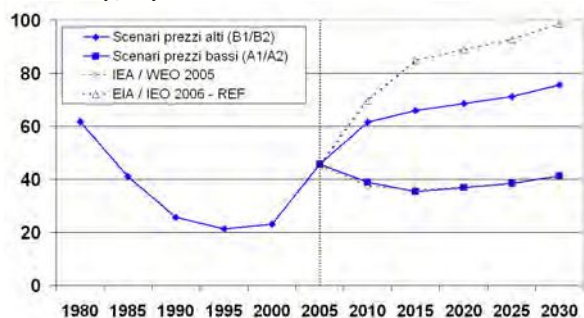
<sup>5</sup> Nel modello utilizzato per l'elaborazione degli scenari l'evoluzione della domanda di *servizi energetici* nel tempo è stata definita a priori in uno scenario Base (o *di riferimento*), mentre l'effettivo consumo di energia necessario per il soddisfacimento di questa domanda è un risultato del modello. Negli scenari qui presentati, tanto i *tendenziali* che quelli *di intervento*, la domanda di *servizi energetici* è invece diversa di qualche punto percentuale da quella dello scenario Base, in relazione alle variazioni del costo dell'energia (esogene nel caso dei prezzi dell'energia importata, determinate endogenamente al modello nel caso dell'impatto delle misure di politica energetica e ambientale).



## Variabili-guida degli scenari: prezzi dell'energia e produzione nazionale

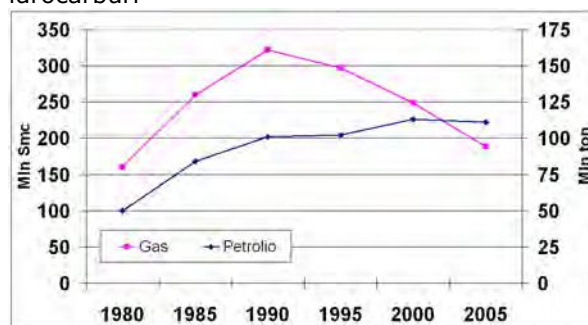
**Per i mercati dell'energia si va da un ritorno alla "normalità" a una stabilizzazione dei prezzi sugli elevati valori degli ultimi anni. La capacità produttiva nazionale di petrolio è prevista costante, quella del gas è destinata al declino**

Figura 5.1 – Prezzo del petrolio: dati storici e scenari (\$/b)



N.B.: i dati storici sono medie mobili a 5 termini

Figura 5.2 – Evoluzione delle riserve nazionali di idrocarburi



Fonte: rapporto UNMIG, 2003

Nonostante il forte aumento dei prezzi negli ultimi anni, l'evoluzione tendenziale assume, riguardo al petrolio, previsioni non catastrofiche<sup>6</sup>. Lo scenario complessivo di abbondanza di riserve e costi di investimento bassi rispetto agli attuali prezzi fa infatti ritenere probabile un aggiustamento a partire dal medio termine. Ma si ipotizza anche una certa cautela nell'espansione della capacità, nei paesi esportatori soprattutto, cosa che rende poco probabile un surplus del tipo di quello degli anni 90 (a meno di un improbabile forte rallentamento della domanda). Gli scenari aderiscono dunque all'ipotesi di un "nuovo paradigma"<sup>7</sup>: il mercato resta ciclico, ma il livello dei prezzi è molto diverso da quello 1986-2004 (si passa dall'intervallo 15-25 \$/b a 40-60 \$/b).

Per il gas, pur assumendo che nei contratti internazionali il suo prezzo manterrà uno stretto legame con quello del greggio, nel lungo termine sembrano esservi alcune costanti a favore di un mercato "teso", cui si aggiungono nuovi elementi di incertezza (da cui le recenti revisioni delle previsioni di prezzo da parte dei principali centri di analisi). Il prezzo dovrebbe risentire in primo luogo dei costi crescenti dell'offerta incrementale. In presenza di una certa saturazione della capacità estrattiva e di trasporto, la domanda incrementale (UE e USA principalmente) sarà inoltre soddisfatta da nuove fonti di approvvigionamento a distanze e costi maggiori. In ambito UE, in particolare, la capacità di importazione rimane ancora quella costruita negli anni ante-liberalizzazione, per cui la domanda sarà soddisfatta in misura crescente da import di gas naturale liquefatto (GNL), con competizione tra acquirenti e prezzi elevati. Ma i contratti resteranno ancora prevalentemente di lungo periodo. In definitiva, gli scenari ipotizzano un qualche disallineamento dell'evoluzione del prezzo del gas rispetto a quello del petrolio, su livelli di 5,0-6,0 \$/mil. Btu.

Il prezzo del carbone, nonostante i recenti rialzi, è tradizionalmente più basso e stabile rispetto a quelli di petrolio e gas, per le abbondanti e ben distribuite riserve e per le possibilità di sostituzione nei settori di utilizzo finale. Nello scenario di prezzi più alti il prezzo del carbone aumenta per tutto l'orizzonte temporale, ma in modo marginale, mentre nel caso di prezzi più contenuti scende significativamente fino al 2015, per poi salire in modo moderato.

Dal lato dell'offerta, per il petrolio nazionale si assumono valori delle riserve *recuperabili* (riserve *certe* + 50% delle riserve *probabili* + 20% delle riserve *possibili*), pari a 111 Mtep, sostanzialmente costanti da circa quindici anni. A livello di produzione, si considera plausibile, nel medio termine, un livello intorno ai 5 Mtep/anno (5,4 Mtep nel 2004). Per il gas, si assumono valori delle riserve *recuperabili* in Italia pari a 188 Mtep, in forte diminuzione rispetto ai più di 300 Mtep dei primi anni novanta.

<sup>6</sup> Cfr. AIE, *World Energy Outlook 2006*; AIE, *Energy Technology Perspectives 2006*; AIE, *International Energy Outlook 2006*.

<sup>7</sup> Appert O., *La fine del petrolio a buon mercato*, *Energia* 2/2006.

Quanto alla produzione, lo sfruttamento di nuovi giacimenti non è imminente, per cui essa sembra destinata a continuare nel suo inesorabile declino, dagli attuali 10 Mtep/anno fino a circa 6 Mtep/anno nel 2020. Riguardo ai nuovi terminali, si ipotizza che nuovi terminali GNL entrino in funzione non prima del 2008, mentre per il potenziamento dei gasdotti si ipotizzano 6,5 miliardi di m<sup>3</sup> sia sul TAG (Trans Austria Gasleitung) sia sul TTPC (Trans Tunisian Pipeline Company) entro ottobre 2008. In sostanza, si ipotizza che nel medio periodo il potenziamento dell'offerta sia sufficiente a coprire la nuova domanda.

Quanto alla capacità di importazione di energia elettrica, si è ipotizzato che essa raggiunga i 10.000 MW entro il 2010 (2500 MW in più), come previsto attualmente dai programmi di sviluppo della rete. Non si prevede però di utilizzare al massimo questa capacità: la quantità di energia elettrica importata netta dovrebbe aumentare fino ad un massimo di 60 TWh nei prossimi anni (in linea con le tendenze più recenti) per poi declinare dopo il 2020.

### **Variabili-guida degli scenari: le tecnologie di generazione elettrica**

#### ***I cicli combinati sono la tecnologia più competitiva anche nel lungo periodo. Tra le tecnologie di generazione da rinnovabili la più competitiva è l'eolica***

Figura 5.3 – Evoluzione del costo del kWh per alcune tecnologie di generazione da fonti fossili (€/kWh)

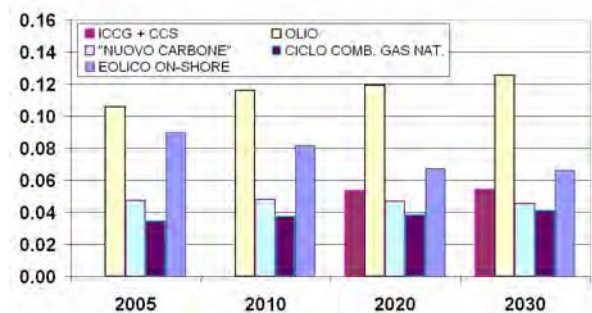
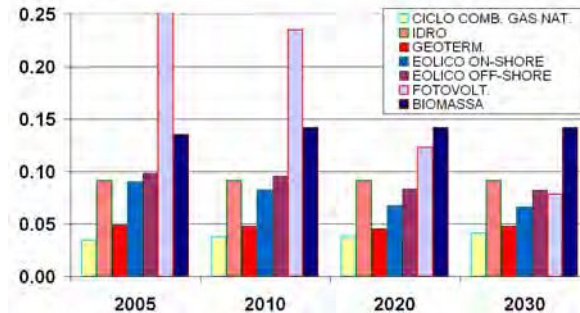


Figura 5.4 – Evoluzione del costo del kWh per alcune tecnologie di generazione da fonti rinnovabili (€/kWh)



La scelta delle tecnologie di generazione elettrica è guidata dall'obiettivo della minimizzazione dei costi, tenendo però anche conto dei vincoli ambientali locali e/o nazionali (parzialmente internalizzati nel modello come costi aggiuntivi). La nuova capacità di generazione costruita nei prossimi anni sarà quindi costituita in primo luogo dall'opzione tecnologica meno costosa.

In figura 5.3 sono riportati i costi di produzione elettrica per alcune delle principali tecnologie presenti nel modello Markal-Italia, calcolati con un costo delle fonti fossili importate intermedio rispetto ai valori utilizzati nei due scenari tendenziali. Il valore riportato in figura è il cosiddetto "levelized cost", che corrisponde al minimo prezzo di vendita del kWh tale da garantire il pareggio tra il valore attuale dell'investimento iniziale e il valore di tutti gli incassi e le spese. L'evoluzione dei costi di investimento ed esercizio prevista per i diversi impianti all'orizzonte 2030, in progressiva diminuzione nel corso del tempo, con tassi che dipendono dallo stadio di sviluppo di ogni tecnologia, è coerente con le stime contenute nella letteratura internazionale. Allo stesso modo, anche l'efficienza di alcune nuove tecnologie è assunta in miglioramento (per i cicli combinati, fino al 60%).

La combinazione di questi dati con l'evoluzione del prezzo delle fonti fossili dà già indicazioni significative sulle tecnologie più convenienti nel medio-lungo termine. In particolare, la figura evidenzia bene la forte competitività di alcune opzioni quali i cicli combinati e il carbone (nelle loro configurazioni attuali), rispetto alle altre opzioni principali, l'olio combustibile e l'eolico (la più competitiva delle fonti rinnovabili).

Alla base dell'evoluzione di riferimento delle tecnologie di generazione elettrica vi sono poi altre ipotesi specifiche. Riguardo al carbone, si è ipotizzato che difficilmente entreranno in funzione nuove centrali prima del 2008.

Nel medio-lungo periodo si sconta invece la riconversione delle centrali di Civitavecchia e Porto Tolle e la chiusura degli impianti più vecchi non "ambientalizzati".

Un'ipotesi specifica alla base degli scenari tendenziali riguarda infine il meccanismo di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili: l'obbligo di immettere nella rete nazionale una quantità di energia elettrica prodotta da impianti da fonti energetiche rinnovabili pari al 2% dell'energia elettrica prodotta o importata nell'anno precedente, elevato dello 0,35% annuo a partire dal 2004, continua ad aumentare solo per tre anni, fino al raggiungimento del valore del 3%, dopo di che rimane costante.

Analizzando più nel dettaglio l'insieme delle tecnologie di generazione elettrica da fonti rinnovabili (figura 5.4), la più competitiva è chiaramente la geotermica, il cui costo è molto vicino a quello dei cicli combinati a gas, ma i cui margini di sviluppo ulteriore sono però ormai piuttosto limitati. Anche per l'idroelettrico le problematiche di impatto ambientale non sembrano consentire uno sviluppo del settore se non nella tipologia degli impianti di piccola taglia, in particolare ad acqua fluente, e il ripristino di impianti obsoleti. Tra le tecnologie rinnovabili con significativi margini di sviluppo (e quindi di impatto sul sistema), la più vantaggiosa è quindi l'eolica, il cui costo è previsto ancora in diminuzione, anche se il progressivo sfruttamento dei siti migliori tende inevitabilmente a frenare questa diminuzione. Per il fotovoltaico si prevede una discesa dei costi molto marcata nel corso del tempo, ma almeno per un decennio ancora si ipotizza che esso resti lontano dalla competitività. La biomassa di origine agroforestale è prevista in forte espansione, soprattutto nel settore civile, mentre l'incremento maggiore è previsto per il recupero energetico della frazione di biomassa contenuta nei rifiuti solidi urbani.

### **Variabili-guida degli scenari: il sistema economico**

#### **La presenza di alcuni "specifici ritardi" del sistema economico italiano determina una visione "prudente" della crescita economica**

Tabella 5.2 – Crescita economica negli scenari tendenziali

	2004	2010	2020	2030
<i>Scenario A1</i>				
PIL (mld €95)	1052	1151	1332	1637
PIL (t.m.a.)	-	1,5%	1,8%	1,8%
<i>Scenario B1</i>				
PIL (mld €95)	1052	1136	1285	1457
PIL (t.m.a.)	-	1,3%	1,3%	1,3%

Tabella 5.3 – Struttura produttiva negli scenari tendenziali

	1990	2004	2010	2020	2030
<i>Scenario A1</i>					
Agricolt.	3,1%	3%	2,9%	2,6%	2,2%
Industria	30,5	27,9%	27,7%	27,4%	27%
Terziario	66,4%	69%	69,4%	70,1%	70,8%
<i>Scenario B1</i>					
Agricolt.	3,1%	3%	2,9%	2,7%	2,5%
Industria	30,5	27,9%	27,5%	26,2%	25%
Terziario	66,4%	69%	69,6%	71,1%	72,6%

L'evoluzione tendenziale del sistema è basata sulla sostanziale continuazione delle tendenze recenti del sistema. Considerando l'orizzonte di medio-lungo termine, le ipotesi sulle prospettive di crescita del sistema economico si basano da un lato su una valutazione delle prospettive di sviluppo dell'area economica che maggiormente condiziona la crescita nazionale, cioè l'area UE, dall'altro su somiglianze e differenze tra i sentieri di specializzazione italiani ed europei e sull'influenza che queste possono avere sulla crescita italiana.

Poiché negli ultimi due decenni l'Italia è cresciuta sempre meno della media europea, l'evoluzione tendenziale adotta la visione secondo cui il Paese deve fare i conti con alcuni suoi "specifici ritardi e ambiguità", per cui "non riesce a crescere oltre i livelli modesti e precari del presente"<sup>8</sup>, cosicché la crescita dell'economia è pari mediamente all'1,5% circa. Tra gli elementi che motivano questa visione "prudente", in particolare riguardo al settore industriale, vi è in primis la rigidità del modello di specializzazione italiano, caratterizzato da una ridotta dimensione media d'impresa e dal perdurare delle difficoltà competitive e dello svantaggio comparato nei settori ad alta tecnologia e in quelli ad elevate economie di scala<sup>9</sup>.

<sup>8</sup> Confindustria, *Previsioni macroeconomiche*, 2004, Editore SIPI Srl.

<sup>9</sup> ENEA, *L'Italia nella competizione tecnologica internazionale*, Quinto rapporto, Sintesi e scenari generali, 2006; Centro Europa Ricerche, *Crisi delle esportazioni: quello che la lira ci aveva nascosto*, Rapporto CER 4/2004; Confindustria, *Tendenze dell'industria italiana*, 2004, Editore SIPI Srl, Roma.

L'altro elemento dell' "anomalia italiana" è la perdita di competitività del sistema produttivo negli ultimi anni: il costo del lavoro per unità di prodotto è cresciuto più della crescita dell'economia, mentre si è ridotta la crescita della produttività del lavoro nel settore manifatturiero, ampiamente inferiore alla media dei tre principali paesi europei<sup>10</sup>. Infine, a ulteriore conferma di queste considerazioni vi sono le stime relative al PIL potenziale, che per gli anni 1990-2005 sono pari all'1,5% (in discesa all'1,3% tra il 2001 e il 2005)<sup>11</sup>.

I due scenari *tendenziali* si basano su ipotesi di maggiore o minore tensione dei fattori suddetti e dei prezzi dell'energia:

- scenario *A1*: crescita pari all'1,8% medio annuo (m.a.) con modesto aumento della terziarizzazione e prezzi dell'energia contenuti;
- scenario *B1*: crescita pari all'1,3% m.a. con significativo aumento della terziarizzazione e prezzi dell'energia in forte tensione.

A livello settoriale, l'evoluzione della struttura produttiva dei principali paesi industrializzati mostra una tendenza di lungo periodo verso la contrazione del peso relativo delle attività industriali. L'evoluzione alla base degli scenari tendenziali ipotizza un'ulteriore modesta riduzione del peso dell'industria nel sistema economico europeo ed italiano, per due ragioni: la continuazione della tendenza di lungo periodo, seppure a ritmi progressivamente più modesti, anche per una sorta di ripetizione del sentiero di sviluppo statunitense; la continuazione della tendenza alla liberalizzazione dei mercati. La continuazione della deindustrializzazione non ha comunque di per sé un impatto diretto sulla crescita complessiva del sistema, perché nei paesi industrializzati la crescita dell'economia è legata in primo luogo alla crescita del settore dei servizi. Gli scenari ipotizzano dunque una crescita piuttosto contenuta del settore industriale e una crescita del settore dei servizi in linea con il passato decennio.

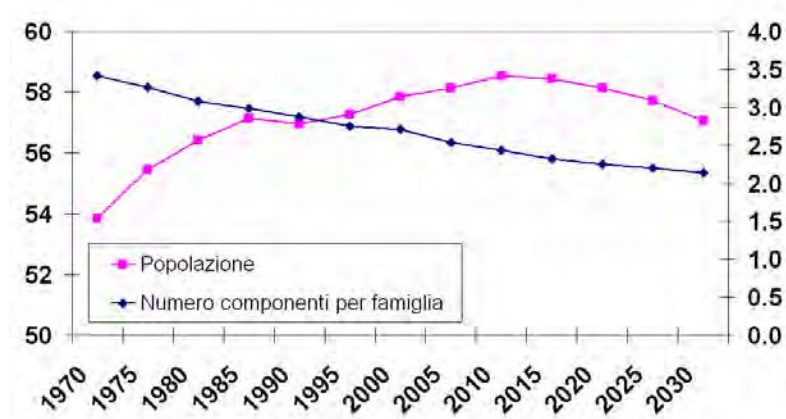
A livello di sottosettori, la crescita è maggiore nei comparti della carta, della meccanica e della farmaceutica, inferiore nella metallurgia, nei materiali da costruzione e nel tessile.

L'evoluzione della domanda di "servizi energetici" (alla base del modello Markal-Italia utilizzato per le proiezioni) nei diversi comparti industriali e nei servizi segue in sostanza quella del valore aggiunto, sebbene la crescita sia leggermente inferiore per l'ipotesi di una riduzione dell'energia "utile" necessaria per un dato livello di attività.

### **Variabili-guida degli scenari: popolazione**

**La popolazione inizia a diminuire dopo il 2015, mentre aumenta il numero di famiglie. L'evoluzione demografica limita la crescita della domanda di servizi energetici del residenziale**

Figura 5.5 – Popolazione e componenti per famiglia (mln di abitanti, numero componenti per famiglia)



<sup>10</sup> Banca d'Italia, *Bollettino economico*, n. 44, 2005.

<sup>11</sup> Cfr. Ministero dell'Economia e delle Finanze, *Documento di Programmazione Economico-Finanziaria per gli anni 2007-2011*, approvato dal Consiglio dei Ministri il 7 luglio 2006. Il PIL *potenziale* può essere definito come la produzione massima che l'economia è in grado di sostenere senza generare tensioni inflazionistiche.

Tutti gli scenari qui presentati adottano lo scenario *centrale* dell'ultima previsione ISTAT<sup>12</sup>, che per ogni componente della dinamica demografica (fecondità, mortalità, migrazioni) considera l'andamento futuro più probabile: leggera ripresa della fecondità fino al 2015 (poi stabile), aumento della vita media di circa cinque anni entro il 2030, quota annuale costante di circa 150 mila nuovi nati. La popolazione residente aumenta dunque leggermente fino al 2012 (meno di un milione di unità in più rispetto al 2000), dopodiché diminuisce a tassi annui che passano progressivamente dal -0,1% al -0,3%.

La struttura demografica della popolazione si modifica invece in misura sostanziale: l'indice di vecchiaia (rapporto tra la popolazione di 65 anni e più e la popolazione fino a 14 anni di età) passa da un valore di 127 anziani per 100 giovani nel 2000 a 147 nel 2010, a 242 nel 2030. A fronte di una evoluzione della popolazione piuttosto modesta, il numero di famiglie aumenta per tutto l'orizzonte temporale (per la riduzione del numero di componenti per famiglia), a tassi annui progressivamente decrescenti.

Tali tendenze demografiche sono tra i fattori determinanti per la definizione della domanda di "servizi energetici" del settore residenziale (tabella 5.4).

Insieme a queste va poi considerata l'evoluzione delle preferenze dei consumatori, che si riflette tra l'altro nella dimensione, tipologia e localizzazione delle abitazioni, che influenzano non solo la quantità di energia utilizzata da ogni famiglia, ma anche il tipo di servizi energetici consumati. La domanda di "servizi energetici" risulta dunque particolarmente significativa negli usi elettrici (trainata dalla domanda di raffrescamento), soprattutto nel primo decennio dello scenario (fino al 2015).

Insieme alla domanda di condizionamento, anche la diffusione dei principali elettrodomestici (numero medio di ogni elettrodomestico per famiglia) continua ad aumentare, sebbene a ritmi moderati, soprattutto nel caso dei prodotti vicini alla saturazione. È invece più sostenuta la domanda di servizi energetici per l'illuminazione e soprattutto gli "altri usi elettrici" (intrattenimento).

La domanda di servizi energetici relativi agli usi termici (riscaldamento in primo luogo) cresce invece a ritmi piuttosto modesti. In questo caso, i fattori-guida sono l'evoluzione del numero di famiglie, come visto in aumento (a ritmi comunque contenuti e decrescenti), la superficie media delle abitazioni, anch'essa in leggerissimo aumento (secondo la tendenza storica: +1,4% m.a. negli ultimi 30 anni, ma 0,1% negli ultimi 15) ma con progressivo rallentamento, infine la "domanda di comfort", espressa in termini di percentuale di appartamenti riscaldati e di temperatura media, di nuovo in aumento.

Tabella 5.4 – Evoluzione della domanda di servizi energetici nel settore residenziale (2004=100)

	2004	2010	2020	2030
<i>Scenario A1</i>				
<i>Usi termici</i>	100	109	122	129
<i>Usi elettrici</i>	100	116	145	173
<i>Scenario B1</i>				
<i>Usi termici</i>	100	105	112	119
<i>Usi elettrici</i>	100	109	127	151

<sup>12</sup> ISTAT, *Previsioni della popolazione residente per sesso, età e regione dal 1.1.2001 al 1.1.2051*, Informazioni, n. 13, 2003.



## Variabili-guida degli scenari: popolazione e infrastrutture di trasporto

**L'evoluzione demografica limita la crescita della mobilità dei passeggeri, soprattutto nel lungo periodo. Nel breve periodo la ripartizione modale non cambia in modo rilevante**

Tabella 5.5 - Incrementi della mobilità passeggeri e merci – media dei due scenari (strada, mld veicoli-km)

	1990	2000	2004	2010	2020	2030
Passeggeri	339	431	471	500	558	611
t.m.a. (%)		1,81	2,25	1,25	1,26	0,90
Merchi	66	82	90,5	103	123	137
t.m.a (%)		2,16	2,50	2,00	1,48	0,95

Nota: la tabella riporta i valori relativi alla crescita media nei due scenari, che variano del +/-6% negli scenari A1/B1 e A2/B2

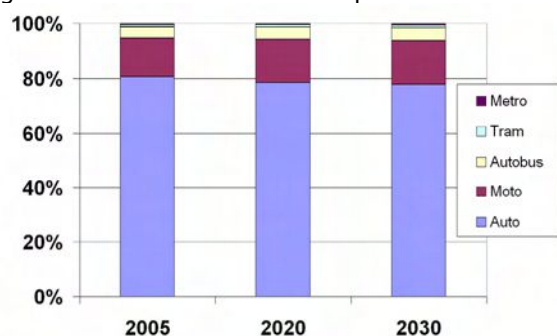
Dal 2004 al 2030 la domanda di servizi di trasporto cresce in tutte le modalità, strada, ferrovia, nave ed aereo. Per la domanda di spostamento dei passeggeri (misurata in pass-km) si prevedono incrementi medi annui dello 0,5% fino al 2020, che poi diminuiscono fino ad azzerarsi. La domanda è sostanzialmente guidata dalla dinamica della popolazione attiva, con un incremento della mobilità pro-capite, per tutto il periodo considerato, di entità analoga a quella registrata nei dati storici 1990-2004. Prezzi più alti dei combustibili frenano la crescita della domanda fino al 2008, tuttavia quando i prezzi si stabilizzano e il reddito disponibile riprende a salire si prevede un incremento della domanda di mobilità temperato dalle dinamiche della popolazione. La tabella 5.5 riporta il valore dei veicoli-km (molto significativo per i consumi di carburanti), che tiene conto anche del previsto aumento della quota stradale (nell'evoluzione tendenziale) e dei diversi fattori di occupazione tra traffico urbano ed interurbano.

Per le merci si prevede un incremento delle tonnellate-km trasportate tra l'1,5 ed il 2,5% fino al 2020, in diminuzione fino all'1% nel 2030. Nel caso delle merci gli incrementi sono soprattutto legati allo sviluppo del mercato interno europeo e al proseguimento dell'integrazione tra le diverse economie europee. Questi scenari di evoluzione sono quelli considerati più plausibili con riferimento alle previsioni elaborate a livello comunitario. Inoltre, nel caso delle merci l'evoluzione della domanda è strettamente legata alla crescita dei prodotti, che è supposta aumentare in tutti i settori, soprattutto nell'elettronica, alimentare, plastica e mobili.

Nel modello utilizzato per le proiezioni la crescita della mobilità è articolata, seguendo la metodologia del Conto Nazionale dei Trasporti, nelle tre tipologie principali: aree urbane (figura 5.6), pendolare-piccoli centri-rurale e spostamenti di media-lunga distanza. I diversi modi di trasporto (strada, ferrovia – urbana, regionale e su media-lunga distanza – aria ed acqua) contribuiscono alla mobilità complessiva secondo i dati a consuntivo per gli anni 1990-2000 e secondo le previsioni più accreditate per gli anni successivi.

L'evoluzione tendenziale parte dall'ipotesi di una ripartizione modale sostanzialmente stabile nel tempo (in figura 5.6 è riportata la sola tipologia aree urbane). Ma si tratta di un'ipotesi di base che non si riflette poi in modo rigido nelle proiezioni, perché una parte significativa della mobilità conserva comunque la possibilità del cambiamento modale in caso di vantaggi ambientali e/o economici.

Figura 5.6 – Evoluzione della ripartizione modale della mobilità passeggeri in ambito urbano (%)



Nel caso del trasporto urbano, le possibilità di incremento del peso di bus e metro sono strettamente legate alla fattibilità tecnico-economica delle infrastrutture. Nel trasporto extra-urbano la modalità ferrovia è nel medio-periodo ostacolata dal mancato completamento delle infrastrutture dell'alta velocità. Nel caso del trasporto lunga distanza, il peso di bus e treno resta costante, in parziale contrasto con l'attuale trend discendente.

Infine, per il trasporto delle merci l'ipotesi di partenza tiene di nuovo conto dei lunghi tempi per la costruzione di infrastrutture, per cui ipotizza che l'incremento del trasporto su ferrovia possa avvenire solo nel lungo periodo, sempre a causa dei ritardi nelle linee ad alta velocità e i centri di interscambio.

## Consumi di energia primaria

**Nel 2020 l'aumento dei consumi di energia rispetto a oggi è compreso tra 15 e 40 Mtep. Il peso del gas naturale supera quello del petrolio già dal prossimo decennio**

Figura 5.7 – Consumi totali di energia primaria (Mtep)

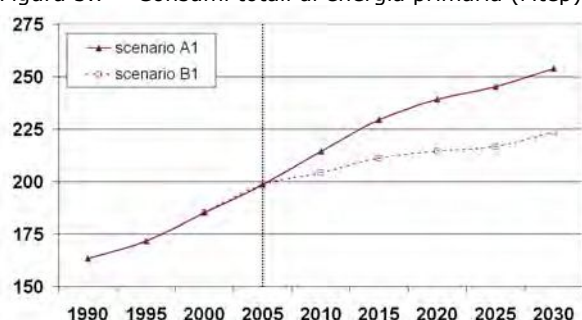
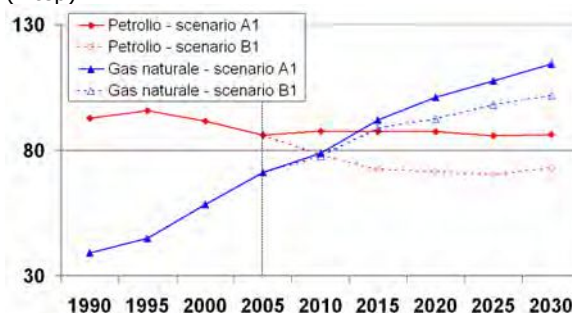


Figura 5.8 – Petrolio e gas negli scenari tendenziali (Mtep)



Nell'evoluzione tendenziale il fabbisogno energetico raggiunge nel 2020 valori compresi fra 215 e 239 Mtep, con una crescita media annua compresa tra lo 0,5% dello scenario B1 e l'1,2% m.a. dello scenario A1, a fronte di una crescita media annua dell'1,3% negli anni 1990-2005 (figura 5.7).

In termini di fonti, si osserva in primo luogo la continuazione della forte crescita del gas, che entro il 2015 diviene la prima fonte fossile (figure 5.8 e 5.9). La sua domanda è piuttosto rigida rispetto ai diversi scenari di prezzo: fino al 2015 la sua crescita è infatti molto simile nei due scenari (figura 5.8), e anche successivamente la differenziazione resta limitata (nel 2020 il consumo è comunque compreso tra i 90 e i 100 Mtep, dai circa 70 attuali). Alla base della crescita (più della metà) vi è la continuazione del forte incremento del suo utilizzo nella generazione elettrica, unito a un aumento (meno marcato) nel civile e nell'industria.

Il consumo di petrolio è invece più elastico agli scenari di prezzo: continua a diminuire ancora per un decennio (fino a 70 Mtep circa, dagli 86 del 2005) nello scenario B1, mentre tende a stabilizzarsi sugli attuali valori nel caso A1. Nel primo caso si assiste infatti a una sua quasi totale eliminazione nell'elettrico e nell'industria, unita a una crescita nei trasporti molto più contenuta che nel secondo caso. Infine, un dato interessante riguarda il carbone: dopo il 2020 nello scenario A1 esso aumenta in modo più che proporzionale rispetto alle altre fonti (figura 5.9).

Figura 5.9 – Fonti primarie nello scenario A1 (% sul totale energia primaria)

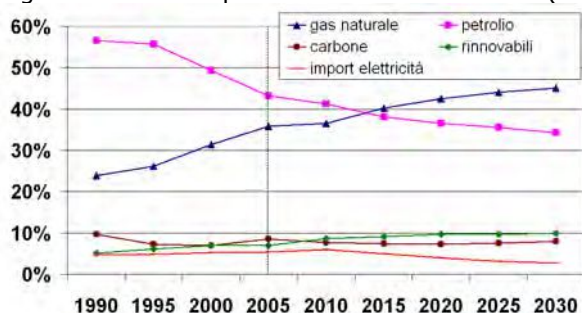
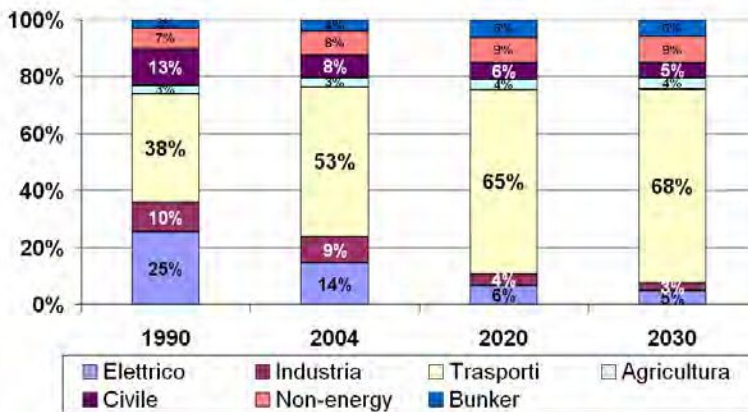


Figura 5.10 – Consumo di petrolio per settore nello scenario A1 (% sul totale)



La ragione per cui nel medio periodo il petrolio è destinato ad essere rimpiazzato dal gas naturale come fonte primaria più importante sta nel fatto che il suo consumo tende a essere confinato al settore dei trasporti (figura 5.10). Anche nello scenario più *oil intensive* (A1), infatti, la crescita dei consumi di petrolio nei trasporti non è sufficiente a compensare la quasi completa eliminazione del suo uso nella termoelettrica, che segue la forte riduzione già avvenuta nell'industria e nel civile.

Infine va sottolineato come il fabbisogno del sistema continui per tutto l'orizzonte temporale ad essere soddisfatto in larga misura dai combustibili fossili (tra l'84% dello scenario B1 e l'87% dell'A1, contro l'87% del 2005), con ovvie conseguenze sulla questione della dipendenza energetica del Paese e sulle emissioni di gas serra. In particolare, visto l'andamento della produzione nazionale (si veda quanto detto nella descrizione delle variabili-guida degli scenari), la dipendenza energetica dall'estero aumenta per il gas naturale (da circa l'84% al 94% nel 2030), mentre si assesta intorno al 94% per il petrolio.

Negli scenari tendenziali il fabbisogno energetico cresce fino al 2030 a ritmi compresi tra lo 0,5 e l'1,2%, in concomitanza di una crescita del PIL compresa tra l'1,3 e l'1,8%. Nel periodo 1990-2005, con un PIL in crescita dell'1,4%, il fabbisogno è cresciuto a un tasso medio annuo dell'1,3%. Ciò significa che l'evoluzione tendenziale del sistema prevede una diminuzione dell'elasticità dei consumi di energia al PIL rispetto al passato (caratterizzato però per la gran parte da prezzi dell'energia più bassi di quelli previsti per il futuro). In termini di intensità energetica (figura 5.11), gli scenari presentano una diminuzione significativa (-0,6% m.a. circa) nel caso B1, caratterizzato da prezzi più elevati dell'energia e da una crescita più moderata dell'industria energivora, mentre nel caso A1 l'intensità diminuisce a tassi medi inizialmente modesti (inferiori allo 0,5%) ma progressivamente crescenti (fino all'1% circa).

Il dato di breve periodo dello scenario A1 è coerente con l'ultimo decennio, nel corso del quale, con un basso costo dell'energia, l'intensità energetica è rimasta pressoché costante (+0,1% tra il 1995 e il 2005), con una diminuzione nella prima parte e un aumento nella seconda. Nel caso B1, invece, l'intensità diminuisce già dal breve periodo a ritmi leggermente superiori a quelli registrati dalla fine degli anni 80 in poi, ritmi comunque molto inferiori a quelli del decennio 1975-85 (caratterizzato dalle crisi petrolifere e da politiche di efficienza energetica).

Figura 5.11 – Intensità energetica negli scenari tendenziali (ktep/M€)

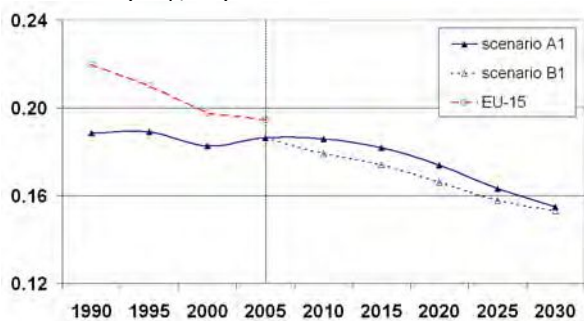
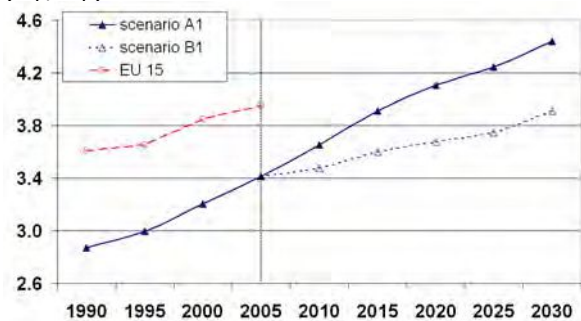


Figura 5.12 – Energia pro-capite negli scenari tendenziali (tep/cap)





In termini di consumo pro-capite (figura 5.12), tra la fine degli anni 70 e i primi 80 essi si sono ridotti in Italia in modo molto rilevante, in risposta agli alti prezzi dell'energia. Dalla fine degli anni 80 hanno però ripreso ad aumentare, in concomitanza con una progressiva riduzione dei prezzi dell'energia in termini reali. E continuano ad aumentare in entrambi gli scenari tendenziali, per convergere, nel caso A, verso i valori medi europei.

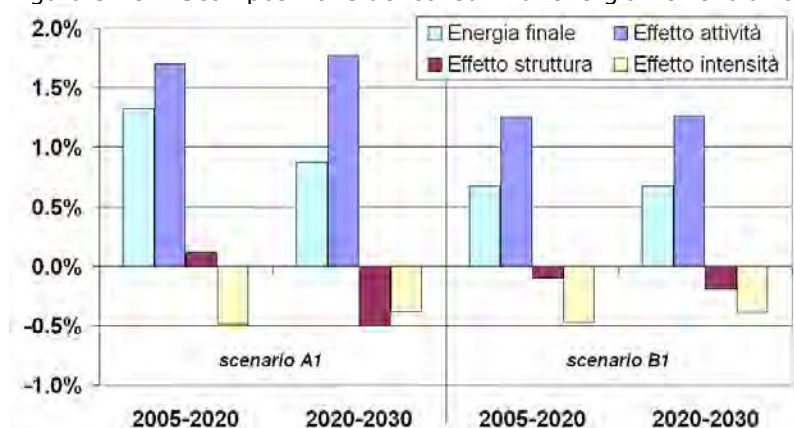
Le caratteristiche essenziali dell'evoluzione tendenziale del sistema sono ben illustrate utilizzando la scomposizione della crescita dei consumi energetici in una componente di *attività* (la crescita economica), una di tipo *strutturale* (energia "utile" necessaria per un dato livello di attività) e un effetto *intensità* (più direttamente legato all'efficienza del sistema)<sup>13</sup>.

La figura 5.13 (nella quale la barra dell'energia finale è pari alla somma delle barre relative alle tre componenti), mostra come (oltre al maggiore effetto *attività* dello scenario A1, costruito sull'ipotesi di una maggiore crescita economica) in entrambi gli scenari la componente tecnologica (effetto *intensità*) contribuisca a frenare la crescita dei consumi in modo relativamente costante nel tempo.

Nello scenario B1 l'effetto struttura ha invece da subito un modesto ma crescente effetto di riduzione dei consumi. Questo dato non è nuovo per l'insieme dei paesi avanzati, ma lo è per l'Italia. Nella gran parte degli altri paesi occidentali, infatti, la domanda di servizi energetici è cresciuta negli ultimi decenni sempre meno del PIL, in parte perché si è ridotto il peso della produzione di beni ad alta intensità energetica, in parte perché fattori come la domanda di mobilità e le superfici abitate sono aumentate meno del reddito. Almeno fino allo scorso decennio l'Italia è stata uno dei pochi paesi in controtendenza, mentre nello scenario B1 i prezzi dell'energia e la maggiore terziarizzazione determinano un avvicinamento all'evoluzione degli altri paesi avanzati.

Nello scenario A1 l'effetto struttura continua invece a spingere i consumi ancora fino al 2020, mentre nel lungo periodo la crescita della domanda di servizi energetici diviene ampiamente inferiore a quella del PIL.

Figura 5.13 – Scomposizione dei consumi di energia nell'evoluzione tendenziale



<sup>13</sup> La metodologia qui utilizzata per la scomposizione della domanda di energia è la stessa utilizzata dalla AIE in *Oil crises and climate challenges, 30 years of energy use in IEA countries, 2004*, che individua tre componenti principali: livello di attività, struttura (il mix di attività all'interno di un sistema o settore), intensità energetica (energia utilizzata per unità di attività). In termini formali, la scomposizione elementare è rappresentata dalla seguente equazione:  $E = A \sum_j S_j * I_j$ , nella quale E rappresenta il consumo di energia (totale o all'interno di un settore), A l'evoluzione del livello di attività settoriale (ad es., il valore aggiunto nell'industria),  $S_j$  la struttura del sottosettore j o il mix delle attività all'interno di esso (ad es., la quota di valore aggiunto di ogni sotto-settore industriale),  $I_j$  l'intensità energetica di ogni sottosettore. Se si prendono i tassi di variazione delle tre componenti, la somma dei loro tassi di variazione risulta uguale al tasso di variazione dei consumi di energia (più un residuo). Per una descrizione della metodologia e un'analisi dettagliata dell'evoluzione dei sistemi energetici dei paesi OCSE negli ultimi trenta anni si rimanda ancora a AIE, 2004, cit.

## Settore elettrico

**L'incremento dei consumi elettrici nel periodo 2005-2020 è compreso tra 90 e 130 TWh. Entro il 2020 saranno necessari almeno 40 GW di nuova capacità di generazione, in gran parte cicli combinati a gas naturale**

Figura 5.14 – Consumi di energia elettrica (TWh)

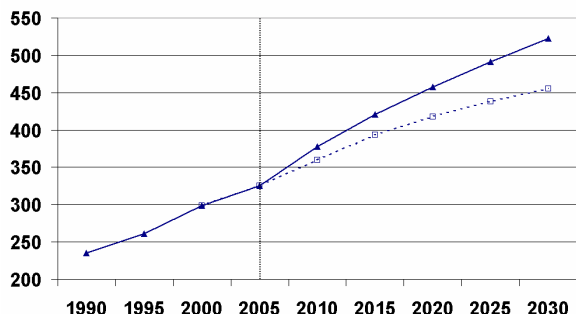
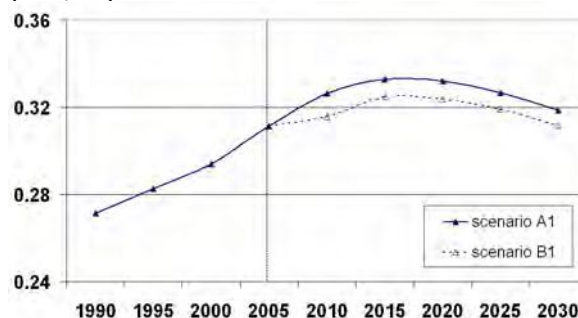


Figura 5.15 – Intensità elettrica negli scenari tendenziali (TWh/M€)



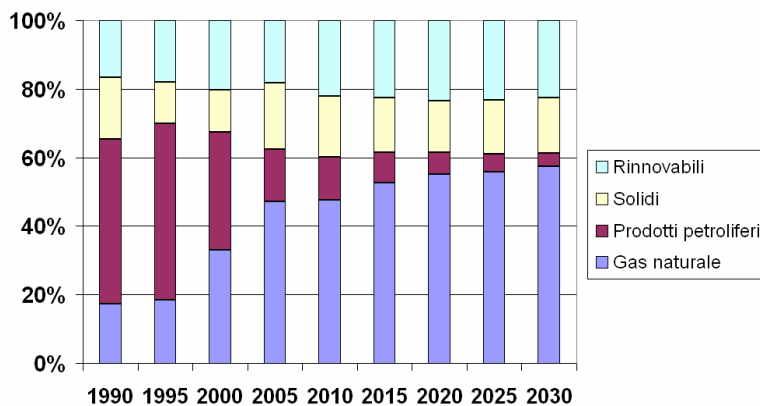
Le tendenze recenti di forti incrementi del consumo di energia elettrica sembrano destinate a continuare. La domanda elettrica sulla rete cresce a tassi medi annui compresi fino al 2012 tra l'1,9 e il 2,5% (a fronte del 2,4% registrato nei 10 anni passati), che si riduce poi leggermente, tra l'1,7 e il 2,2%. Nel 2020 la domanda raggiunge valori compresi tra 416 e 458 TWh, con un incremento compreso tra il 28 e il 40% rispetto al 2005 (325 TWh), ed è pari in media a circa 500 TWh nel 2030. Il maggior incremento dei consumi si verifica nei servizi (settore che continua a guidare la crescita economica): entro il 2030 l'aumento è compreso tra il 60 e l'80%, mentre è intorno al 40% nell'industria e al 30% nel residenziale. Gli andamenti settoriali aiutano a spiegare le ragioni della forte crescita della domanda, condivisa peraltro dai principali analisti (italiani ed europei). In primo luogo, la forte crescita della superficie commerciale, conseguenza di edifici più grandi e uso più intenso di apparecchiature elettriche. In secondo luogo, l'espansione dell'uso di apparecchi elettrici nel residenziale e il trend verso case di dimensioni sempre più grandi. In entrambi i casi, l'aumento dei consumi è pure parzialmente mitigato dagli incrementi di efficienza, stimolati dagli attuali alti prezzi energetici che incentivano investimenti in apparecchiature più efficienti. Infine, anche l'incremento della produzione industriale determina una spinta ai consumi, nonostante incrementi significativi dell'efficienza.

In definitiva, a livello aggregato, analogamente a quanto avvenuto negli altri paesi industrializzati, la crescita dei consumi elettrici per unità di PIL dovrebbe continuare ancora per alcuni anni, per poi arrestarsi anche in Italia. Per quanto sia difficile prevedere il livello al quale si registrerà questa inversione di tendenza, essa dovrebbe comunque realizzarsi su valori inferiori a quelli degli altri paesi europei: negli scenari tendenziali, tale inversione avverrebbe tra il 2020 ed il 2025 (figura 5.15). Con opportune politiche (si vedano i risultati dello scenario *di intervento*) è però presumibilmente possibile anticipare questo punto di svolta e farlo avvenire a un valore inferiore dell'intensità elettrica.

Nel prossimo futuro, la produzione elettrica sarà basata in gran parte sui cicli combinati a gas naturale, che nel 2020 arrivano a rappresentare la gran parte della potenza installata alimentata da fonti fossili. In percentuale, il gas naturale supera già a partire dal prossimo decennio il 50% dei consumi di combustibili per la generazione (figura 5.16).

La quota di produzione alimentata a olio combustibile diverrà residuale dal 2015, anche nell'ipotesi di prezzi bassi. Una quota di produzione elettrica basata sul petrolio è comunque destinata a restare, riferita alla gassificazione dei residui pesanti e al gas di raffineria. Le rinnovabili restano in pratica costanti intorno al 20%. L'uso del carbone risulta in leggera diminuzione fino al 2020, per riprendere a crescere nel periodo successivo. Nel lungo periodo, l'uso crescente del gas è infatti rallentato dalla tendenza crescente del suo prezzo, che diviene progressivamente sempre più elevato rispetto a quello del carbone.

Figura 5.16 – Consumo di combustibili per la generazione elettrica nello scenario A1



Quest'ultimo risulta pertanto sempre più il combustibile favorito dal punto di vista economico, in particolare per nuove centrali elettriche di base, anche nel caso di prezzi elevati della CO<sub>2</sub>, in quanto nel lungo periodo si ipotizza disponibile la tecnologia del sequestro e confinamento dell'anidride carbonica.

Il forte aumento dei consumi elettrici e la progressiva uscita di produzione della capacità di generazione esistente (meno efficiente), fa sì che entro il 2020 sia necessario costruire nuovi impianti (ovviamente non solo "greenfield", ma anche "brownfield", di più facile realizzazione) per almeno 40 GW (70 GW nel 2030, figura 5.17).

L'aumento di capacità è però diverso nei due scenari: tra il Tendenziale A1 e il Tendenziale B1 vi è infatti una differenza nel livello di elettricità prodotta pari a circa 40 TWh nel 2020, a circa 70 nel 2030, che corrispondono a una differenza nella capacità installata pari a 7 GW nel 2020, a 12 GW nel 2030.

Le scelte sulla nuova capacità dipendono essenzialmente dai costi e dall'efficienza delle diverse tecnologie, e dai problemi di regolazione del carico e di distribuzione dell'elettricità (per le fonti non programmabili in particolare). La combinazione di questi fattori fa sì che la capacità ad olio combustibile tenda a divenire residuale già nel breve periodo, mentre la tecnologia favorita è quella dei cicli combinati a gas (più dei 2/3 della capacità costruita), che costituiscono l'opzione più economica, e la cui efficienza media è prevista salire ulteriormente lungo l'orizzonte temporale, fino a superare il 55%.

Le esigenze di regolazione impongono però che non tutti gli impianti di nuova costruzione possano essere dei cicli combinati. Nel lungo periodo, inoltre, tale tecnologia può anche risultare penalizzata dai costi crescenti del combustibile, mentre il carbone e le tecnologie di generazione da rinnovabili hanno il vantaggio di costi operativi più contenuti (i costi dell'energia primaria in primo luogo).

Figura 5.17 – Incrementi di capacità di generazione elettrica installata negli scenari tendenziali (GW)

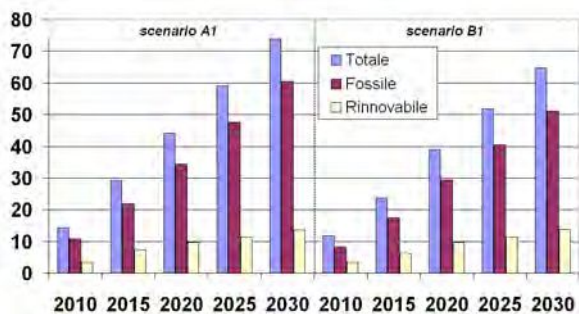
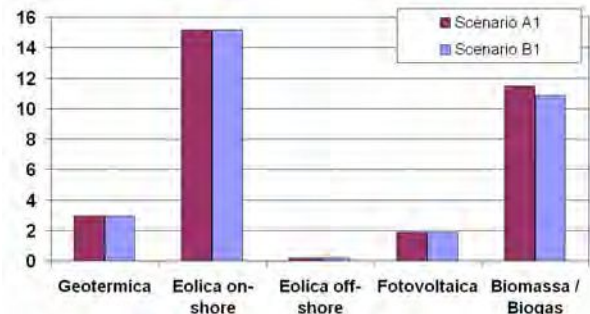


Figura 5.18 – Incremento della generazione elettrica da fonti rinnovabili tra il 2005 e il 2030 (TWh)



Un dato interessante che emerge dal confronto dei due scenari riguarda il modo in cui viene coperta la suddetta maggior produzione dello scenario A1: da un lato, vi è un maggior utilizzo della capacità esistente e una più lenta uscita di produzione delle vecchie centrali a olio; dall'altro, vi è una maggior capacità a carbone, i due nuovi impianti previsti (Civitavecchia e Porto Tolle) affiancati nel lungo periodo (dal 2020) dalla gassificazione del carbone con sequestro della CO<sub>2</sub>, tecnologia "scelta" dal modello in quanto più efficiente e con minori impatti ambientali. In sostanza, di fronte alla maggiore necessità di capacità installata, il sistema in primo luogo "sceglie" di aggiungere ancora capacità a gas naturale, ma in tal modo raggiunge valori tali da richiedere ulteriori infrastrutture di import di gas o la diversificazione verso altri combustibili, il carbone in primis.

La produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili (FER) aumenta a ritmi significativi nel medio-periodo, ma gli incrementi tendono a ridursi progressivamente nel lungo periodo, per la riduzione degli effetti della soglia d'obbligo per i Certificati Verdi, ferma nell'evoluzione tendenziale alla legislazione vigente. La produzione da FER risulta infatti direttamente legata alle incentivazioni, per cui negli scenari tendenziali resta sempre al di sotto del 20% del consumo interno lordo di elettricità. Tra il 2005 e il 2030, ciò si traduce comunque in una capacità installata aggiuntiva che supera abbondantemente i 10 GW.

La figura 5.18 mostra che l'aumento della produzione da FER è sostanzialmente identico nei due scenari tendenziali, confermando il fatto che l'aumento è strettamente legato alla soglia d'obbligo sui Certificati Verdi e alle incentivazioni specifiche (per il fotovoltaico).

Tra le ragioni della difficoltà, per la generazione elettrica da fonti rinnovabili, di raggiungere livelli di produzione più elevati, vi è il fatto che la loro competitività è legata anche alla capacità di soddisfare la domanda in tutte le ore e stagioni. Le tecnologie che coprono la domanda di base sono caratterizzate da bassi costi operativi, e nei mercati liberalizzati sono in grado di fissare il prezzo di mercato nelle ore di bassa domanda. L'elettricità da geotermia e in parte da biomasse (in co-combustione) è in grado di competere con gli impianti destinati alla domanda di base, ma il loro sviluppo è limitato dalla disponibilità delle risorse, il calore endogeno e la biomassa.

L'energia eolica e solare sono invece tecnologie intermittenti, anch'esse caratterizzate da costi operativi relativamente contenuti e da limitata disponibilità della risorsa. La loro competitività è quindi strettamente legata ai costi operativi degli impianti più costosi in produzione quando vento e sole sono disponibili: gli impianti fotovoltaici sono in genere attivi nelle fasi di picco di domanda, ma il loro costo di generazione resta sempre maggiore di quello marginale del mercato; la disponibilità del vento è invece variabile, ma i generatori eolici tendono a coprire le fasi di domanda intermedia, per cui la loro competitività è legata ai costi operativi (piuttosto bassi) dei cicli combinati, che tendono a fissare i prezzi nelle ore intermedie. Ciò nonostante, il costo di generazione dell'eolico è molto vicino alla competitività, per cui risulta la tecnologia rinnovabile che più si sviluppa negli scenari.

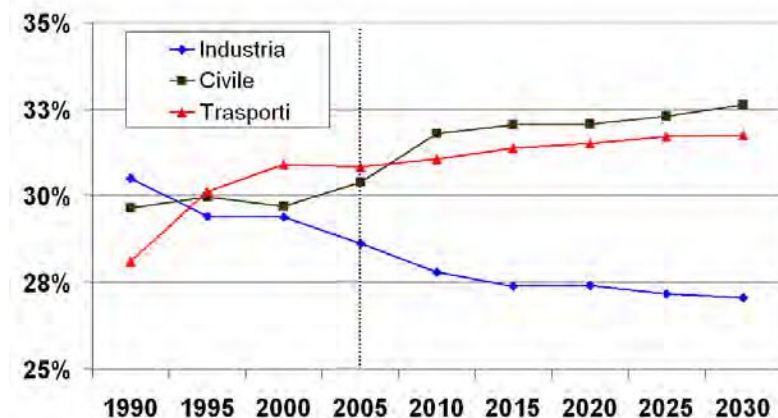
Stante infatti il ruolo chiave delle incentivazioni nel determinare lo sviluppo della produzione da FER, le condizioni di competitività di costo delle diverse tecnologie determinano dunque il modo in cui le soglie d'obbligo vengono soddisfatte. La gran parte della nuova capacità (2/3 circa) è eolica, corrispondente alla metà circa della produzione addizionale. Vi è notevole incertezza circa il potenziale di crescita dell'energia eolica in Italia, in primo luogo riguardo alla effettiva disponibilità dei siti. Negli scenari la capacità eolica raggiunge nel lungo periodo il massimo potenziale sfruttabile in Italia (per una valutazione delle stime sul potenziale si veda il par. 5.3.2).

L'altra tecnologia di generazione da fonti rinnovabili che si espande in modo significativo negli scenari è la biomassa, che nel lungo periodo diviene l'opzione rinnovabile preferita dal sistema, per il progressivo esaurimento della disponibilità dei migliori siti eolici e il miglioramento della competitività della tecnologia di produzione contemporanea di elettricità e idrogeno da biomassa. L'aumento di produzione fotovoltaica è invece direttamente legato agli incentivi specifici (conto energia), restando tale tecnologia non competitiva anche nel medio-lungo periodo.

## Industria

**A livello settoriale, l'industria è il settore che presenta la crescita minore, anche perché diviene progressivamente meno energivora. Già a partire dal breve periodo il settore maggiormente responsabile dei consumi di energia finale diviene il civile**

Figura 5.19 – Consumi di energia finale per settore (quote sul totale dei consumi, media degli scenari tendenziali, %)



Considerando i settori di uso finale, a partire dal prossimo decennio il settore maggiormente responsabile dei consumi energetici diviene il settore civile, comprendente il terziario e il residenziale (figura 5.19). Ciò è dovuto principalmente alla crescita dei consumi del terziario, che risulta molto dinamico per tutto l'orizzonte temporale degli scenari. Il settore dei servizi continua infatti ad espandersi più velocemente dell'economia nel suo insieme.

Nel medio-lungo periodo i consumi del residenziale tendono invece a una sostanziale stabilizzazione, con le tendenze demografiche che diventano il fattore guida principale, in tal modo rallentando la crescita del settore civile nel suo complesso.

I consumi del settore industriale presentano una crescita moderata (simile a quella del residenziale) ma relativamente costante anche nel lungo periodo, cosicché la quota del settore risulta in marcata diminuzione fino al 2020, per stabilizzarsi nel decennio successivo.

Infine, i trasporti presentano una crescita leggermente inferiore a quella del civile, ma comunque molto sostenuta e costante nel tempo, e sono il settore che presenta la maggiore crescita dei consumi energetici in valore assoluto.

L'uso di energia nel settore industriale cresce meno che in tutti gli altri settori, a causa dei prezzi reali piuttosto elevati e della limitata crescita nei settori *energy-intensive*. Data la sua forte reattività ai prezzi, il settore è quello che presenta (nel lungo periodo) le maggiori differenze tra i due scenari tendenziali, mostrando significativi potenziali di incremento dell'efficienza energetica. I consumi (figura 5.20) presentano una stagnazione nei prossimi anni ma riprendono poi ad aumentare nel medio-lungo periodo, sia pure a ritmi moderati (meno dell'1% m.a.).

Figura 5.20 – Consumi finali di energia nell'industria (Mtep)

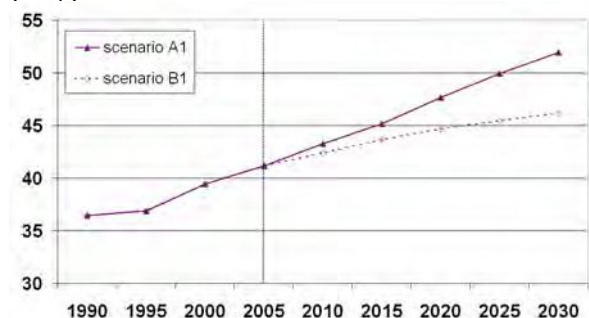
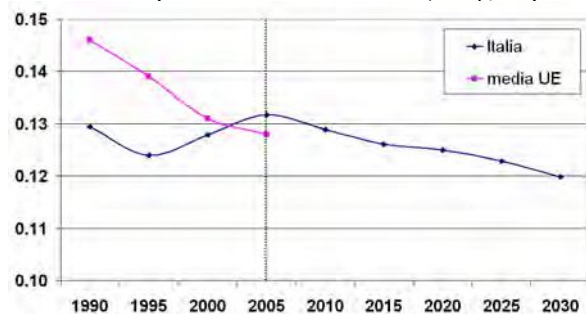


Figura 5.21 – Evoluzione dell'intensità energetica nell'industria (dati storici e scenario A1, ktep/M€)



Il settore è infatti piuttosto rigido alla dinamica dei prezzi soprattutto nel breve periodo, mentre reagisce in modo significativo nel medio-lungo periodo, ad esempio con la diminuzione delle produzioni più energivore a favore dell'import di semilavorati (nel caso di aumenti di prezzo). Si sottolinea come questo fenomeno non riduca ovviamente i consumi energetici e le emissioni a livello globale (li faccia anzi probabilmente aumentare), a causa delle inefficienze negli impianti industriali nei paesi in via di sviluppo e per i maggiori costi di trasporto.

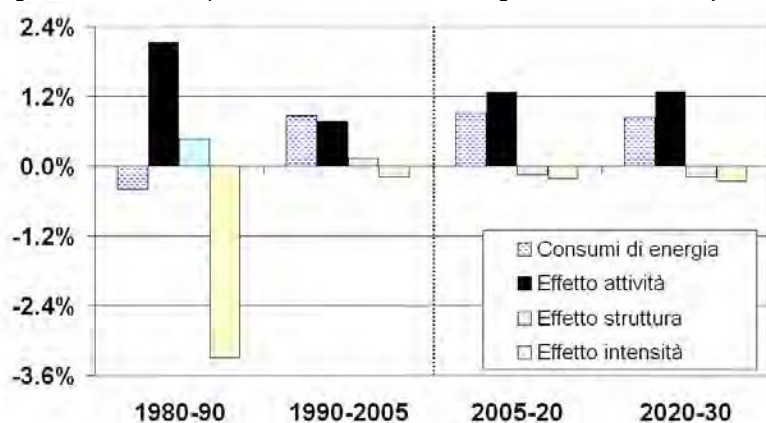
Dopo il forte declino dell'intensità energetica a partire dagli anni ottanta, grazie ai forti incrementi di efficienza seguiti agli shock energetici e alla riduzione del peso dell'attività dei comparti più energivori, l'intensità energetica dell'industria è rimasta sostanzialmente costante negli ultimi quindici anni. Negli scenari tendenziali, i consumi energetici per unità di valore aggiunto tornano a ridursi, sia pure a tassi non paragonabili a quelli del passato (figura 5.21).

L'analisi dell'evoluzione del settore mediante la scomposizione dei fattori (figura 5.22) mostra come, diversamente dagli altri paesi industrializzati, nei decenni passati il cambiamento della struttura produttiva è stato in Italia un fattore di incremento dei consumi energetici industriali. Questo nonostante nello scorso decennio il settore industriale abbia visto forti riduzioni delle attività delle grandi imprese, specie di quelle *energy-intensive*. Lo spostamento delle industrie pesanti verso i paesi emergenti è però un fenomeno strettamente connesso al processo di sviluppo economico, per cui i consumi industriali tendono inevitabilmente alla stagnazione, poiché l'energia è contenuta nei prodotti che importiamo. Negli scenari tendenziali l'impatto dell'effetto struttura diviene dunque negativo, contribuendo al miglioramento complessivo dell'intensità energetica del settore.

La componente intensità energetica sotto-settoriale diminuisce invece nello scenario a tassi annui simili a quelli osservati nello scorso decennio non solo in Italia ma anche negli altri paesi occidentali.

Sempre riguardo all'evoluzione sottosettoriale dell'industria italiana è infine il caso di sottolineare come a livello internazionale sia possibile un forte sviluppo dei processi *gas to liquids* e *coal/biomass to liquids*, con una riduzione del peso dei settori della raffinazione petrolifera e petrolchimica all'orizzonte 2030. Le eventuali ricadute nazionali di questi mutamenti strutturali dell'industria sono attualmente incerte e ritenute comunque non significative fino al 2030, anche a causa della particolare collocazione geografica.

Figura 5.22 – Scomposizione dei consumi energetici nell'industria (dati storici e scenario A1)





## Settore civile: il terziario

**Il terziario è il settore di uso finale più dinamico, per fattori strutturali che tendono a spingere in primo luogo la crescita dei consumi elettrici**

Figura 5.23 – Consumi finali di energia nel terziario (Mtep)

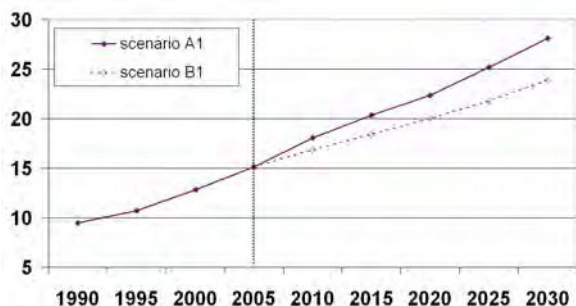
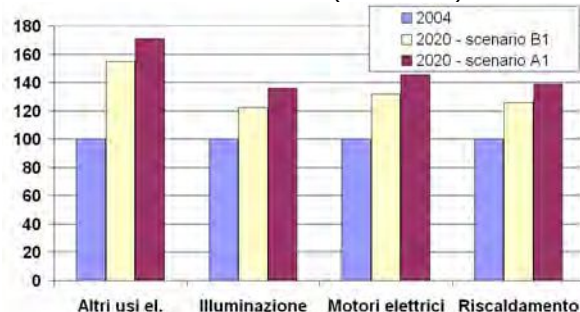


Figura 5.24 – Consumi di energia per alcune tipologie di uso finale nel settore terziario (2004=100)



Il terziario (figura 5.23) vede consumi energetici in continua espansione sia per la crescita delle costruzioni (nuove o ristrutturate), come centri commerciali e grandi infrastrutture di trasporto, sia per l'espansione del condizionamento estivo e il più elevato livello di comfort richiesto.

Nel settore commerciale i dati pubblicati disponibili sulle tecnologie in uso e sugli usi effettivi dell'elettricità/calore sono attualmente insufficienti a stimare la domanda sulla base dei servizi energetici. I consumi sono pertanto basati su estrapolazioni delle tendenze più recenti e con una moderata crescita dell'efficienza delle apparecchiature di uso finale. Alcuni studi che approfondiscono la conoscenza di questo settore sono stati conclusi a fine 2005 ma non è stato possibile includerne i risultati in questo lavoro.

I recenti tassi di crescita nei consumi di energia nel settore commerciale dovrebbero continuare a ritmi analoghi al recente passato. La crescita di energia per usi commerciali è stata correlata all'incremento a livello internazionale all'incremento della superficie di edifici commerciali. A loro volta la crescita del numero e della taglia media degli edifici commerciali è collegata alle dinamiche della popolazione e dello sviluppo economico. La crescita di reddito disponibile porta ad incrementi della domanda di servizi quali alberghi, ristoranti, centri commerciali, teatri e cinema. Questo tipo di servizi tendono ad essere sempre più basati sull'elettricità ed a dipendere da servizi di centri elettronici di elaborazione dati e servizi internet, per completare le transazioni commerciali.

Vanno inoltre considerati gli effetti della popolazione sugli usi attesi di energia nel commerciale: la percentuale di popolazione sopra i 65 anni salirà dall'11 al 15% tra il 2004 ed il 2030, incrementando i bisogni di assistenza sanitaria e di ambienti residenziali con servizi di assistenza ed i consumi elettrici delle apparecchiature mediche, di monitoraggio ed ausiliarie.

Le determinanti della domanda di energia del settore terziario includono come visto in primo luogo componenti "strutturali". La continuazione della tendenza dell'economia verso la terziarizzazione implica la crescita di servizi che usano molte risorse energetiche, come ad esempio la sanità, per contro la costruzione/ristrutturazione di edifici implica il rispetto di standard costruttivi che aumentano l'efficienza, compensando parte degli incrementi di intensità energetica (consumi di energia per m<sup>2</sup> di superficie commerciale).

Incrementi dell'intensità energetica sono attesi in quelle tipologie di usi finali che non hanno ancora saturato il mercato, ad esempio le apparecchiature per ufficio, le nuove tecnologie di comunicazione e le apparecchiature mediche.

La scomposizione dell'evoluzione dei consumi energetici del settore in due fattori (figura 5.26), l'effetto attività (la crescita del valore aggiunto) e l'effetto intensità, mostra come l'evoluzione tendenziale incorpori aumenti di efficienza per le apparecchiature commerciali e le pareti degli edifici, che si traducono in cambiamenti modesti dell'intensità energetica prevista (energia utilizzata per metro quadro) nel periodo preso in esame, decisamente inferiori a quelli del recente passato.

Figura 5.25 - Evoluzione dell'intensità energetica nel terziario (dati storici e scenario A1, ktep/M€)

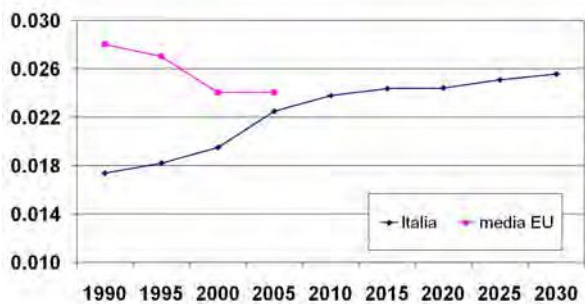
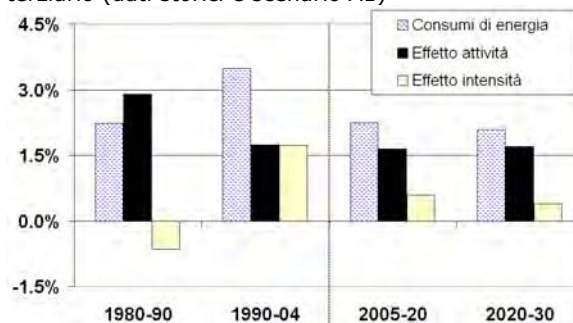


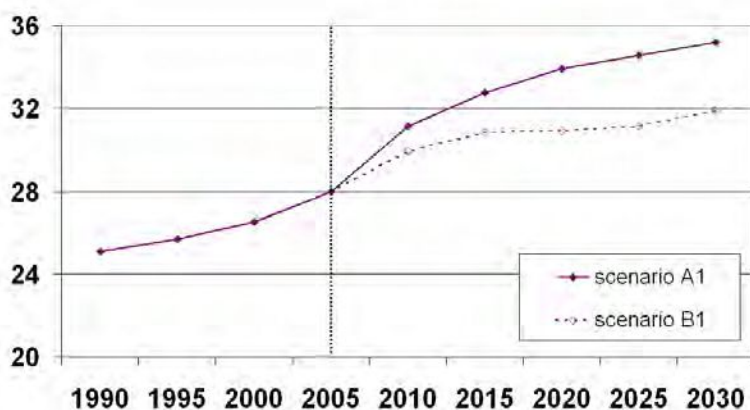
Figura 5.26 - Scomposizione dei consumi energetici nel terziario (dati storici e scenario A1)



## Settore civile: il residenziale

**Nel residenziale l'aumento dei consumi risulta piuttosto modesto, legato principalmente al forte aumento degli usi elettrici, ma frenato dall'evoluzione delle variabili-guida**

Figura 5.27 - Consumi finali di energia primaria nel domestico (Mtep)



Nel settore residenziale i tassi di crescita dei consumi di energia sono pari a circa la metà di quelli del settore commerciale. Nel medio periodo, ulteriori sviluppi dei consumi in linea con le tendenze più recenti sembrano irrealistici. La richiesta di servizi energetici del settore, prevalentemente termici, è infatti guidata principalmente dalle tendenze demografiche, il numero di famiglie in particolare, previsto in moderata crescita fino al 2020 e poi stabile. I consumi di energia termica seguono in effetti lo stesso andamento, gli unici miglioramenti sono legati alla sostituzione delle caldaie più vecchie con altre più efficienti e ad una moderata stima di incremento di efficienza nell'isolamento degli edifici.

Per quello che riguarda i consumi elettrici, sono molto influenti le ipotesi sulle tecnologie di uso finale e le relative efficienze, che possono variare in modo significativo. Negli scenari tendenziali si prevede una diffusione degli elettrodomestici più efficienti come estrapolazione delle tendenze attuali, una modesta diffusione di altre apparecchiature elettriche nelle famiglie ed un sensibile incremento della domanda di condizionamento. Le diverse ipotesi prima descritte si bilanciano in parte, con il risultato di un aumento moderato dei consumi complessivi.

Nel 2004, i consumi energetici complessivi delle famiglie italiane erano stimati in circa 28 Mtep. In entrambi gli scenari tendenziali i consumi per il riscaldamento e gli altri usi termici aumentano in modo molto contenuto. In particolare, il riscaldamento degli ambienti, di gran lunga la principale tipologia di consumo (i 2/3 circa del totale), vede ridurre il suo peso nel corso dell'orizzonte temporale, ma anche nel lungo periodo continua a determinare più della metà dei consumi del settore.



Figura 5.28 – Consumi di energia per alcune tipologie di uso finale nel residenziale (scenario A1, 2004=100)

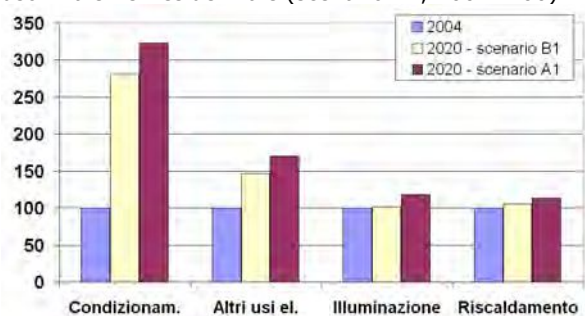
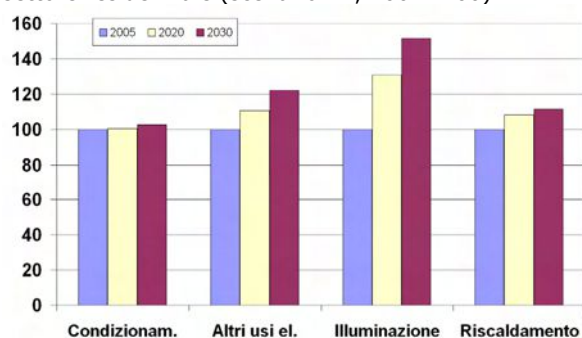


Figura 5.29 – Efficienza dei dispositivi di uso finale nel settore residenziale (scenario A1, 2004=100)



Aumentano invece in modo molto più marcato gli usi elettrici (con la parziale eccezione dell'illuminazione), in quanto la crescita del reddito disponibile e nuove tipologie di domanda continuano a spingere la diffusione di apparecchi elettrici di vario genere (figura 5.28). In particolare, negli scenari risulta molto forte l'aumento dei consumi per il raffrescamento degli ambienti, per l'aspettativa che l'aumento del condizionamento delle abitazioni è destinato a continuare ancora nel medio-periodo. L'efficienza dei nuovi dispositivi svolge un ruolo rilevante nel determinare l'ammontare di energia consumata dalle famiglie: già nell'evoluzione tendenziale (anche nello scenario A, figura 5.29) la progressiva sostituzione di vecchi apparecchi con nuovi più efficienti contribuisce infatti in modo rilevante a frenare i consumi, soprattutto negli usi elettrici.

Figura 5.30 – Scomposizione dei consumi termici nel residenziale (scenario B1)

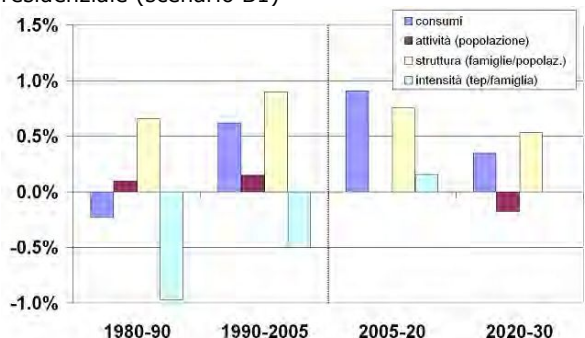
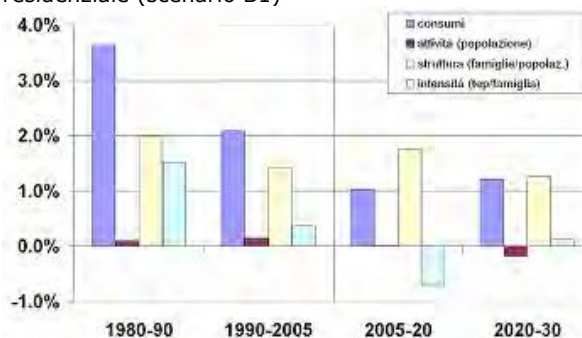


Figura 5.31 – Scomposizione dei consumi elettrici nel residenziale (scenario B1)



Per analizzare meglio l'evoluzione del settore residenziale è di nuovo utile ricorrere alla scomposizione dei consumi energetici<sup>14</sup>. In questo caso la componente *attività* è rappresentata dalla popolazione, la componente *struttura* dal numero di persone per famiglia (o dalla diffusione degli apparecchi elettrici), la componente *intensità* dal consumo di energia pro-capite o per apparecchio. Negli scenari, la componente *attività* continua a presentare variazioni minime. Le caratteristiche *strutturali* del settore continuano ad avere un impatto positivo (forte soprattutto negli usi elettrici) sui consumi, come accaduto negli ultimi decenni non solo in Italia. Considerando l'esperienza degli altri paesi occidentali, dovrebbe infatti proseguire a ritmi sostenuti la diffusione degli apparecchi elettrici, con una qualche tendenza alla saturazione nel medio periodo (l'aumento delle famiglie dovrebbe procedere allo stesso ritmo del passato). Infine, sia in Italia che negli altri paesi avanzati l'effetto della componente *intensità* ha in passato sempre agito in senso opposto a queste variazioni, determinando una crescita dei consumi energetici piuttosto modesta. È significativo come anche nello scenario B1 questo andamento "virtuoso" della componente intensità tenda ad affievolirsi nel tempo, al contrario di quanto avviene negli usi elettrici, sulla cui crescita l'aumento di efficienza ha un significativo impatto frenante (si veda ancora la figura 5.31).

<sup>14</sup> Per un'illustrazione di significato e metodologia della scomposizione dei consumi si rimanda alla nota precedente.

## Trasporti

**I trasporti sono il settore a maggiore crescita dei consumi energetici. L'incremento della cilindrata media del parco circolante contrasta gli incrementi di efficienza di tipo tecnologico**

Figura 5.32 – Consumi finali di energia nei trasporti (Mtep)

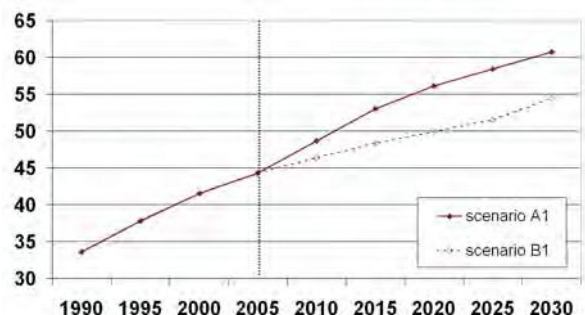
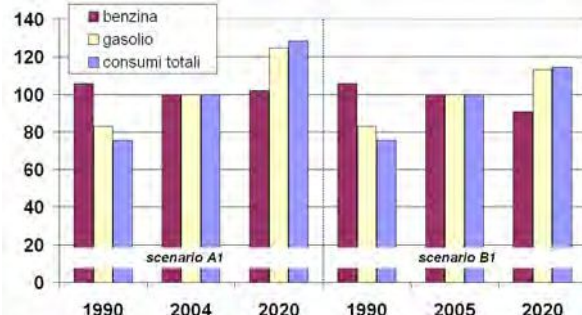


Figura 5.33 – Consumi di energia nei trasporti (2004=100)



Il settore dei trasporti (figura 5.32) è quello che presenta la maggiore crescita dei consumi energetici in valore assoluto (circa 15 Mtep in più rispetto al 2005). I consumi sono inoltre piuttosto elastici agli scenari di prezzo/PIL, con una marcata differenziazione fin dal primo periodo della simulazione. I consumi del settore sono legati alla prevista evoluzione dell'attività (pass-km e t-km) e dei consumi specifici dei veicoli (si veda quanto detto nella descrizione delle variabili-guida degli scenari), dato concettualmente analogo al variare dell'intensità energetica nell'industria e nei servizi.

Negli scenari tendenziali, nonostante prezzi dell'energia mediamente piuttosto elevati, i consumi energetici dei trasporti aumentano a ritmi leggermente inferiori al passato, spinti dai fattori strutturali già descritti (figura 5.33).

I trasporti coprono inoltre la quasi totalità degli aumenti nel consumo di petrolio. Tra le forme di trasporto quella a maggiore crescita è il trasporto merci su strada, con una crescita dell'1,9% l'anno. L'uso di veicoli a basso consumo, di veicoli ibridi o che usano motori molto efficienti raggiunge il 6% delle percorrenze complessive (circa il 15% del mercato nel 2020). A questi va aggiunta una consistente flotta di veicoli che utilizzano combustibili a più basso impatto ambientale, metano, GPL e biodiesel, in particolare le auto a metano dovrebbero raggiungere quelle a GPL come consistenza complessiva.

Nel complesso l'incremento delle percorrenze complessive delle automobili e dei veicoli commerciali sarà in piccola parte bilanciato dall'aumento di efficienza (tabella 5.6). L'efficienza dei veicoli dovrebbe aumentare sulla base degli accordi tra Commissione Europea e costruttori di automobili (secondo l'accordo ACEA le emissioni di CO<sub>2</sub> dovrebbero essere ridotte del 25%, da un livello medio di circa 185 g CO<sub>2</sub>/km nel 1995 a 140 g CO<sub>2</sub>/km nel 2008). Anche se l'accordo non sarà rispettato sembra verosimile prevedere un aumento dell'efficienza media dei veicoli a livello medio europeo. Tuttavia, riprodurre questa situazione a livello nazionale risulta problematico per la differenza nelle efficienze medie di partenza tra il parco italiano e quello europeo. Il parco italiano presenta un continuo incremento della cilindrata media (e del peso) dei veicoli nuovi (consuntivi 1999-2004), per cui considerando anche l'aumento della congestione sembra realistico limitare gli incrementi di efficienza agli spostamenti extraurbani, mentre i consumi dovrebbero rimanere costanti in ambito urbano.

Non sono disponibili previsioni sugli altri veicoli, sui veicoli merci in particolare. L'efficienza dei veicoli nuovi da trasporto merci è pertanto costante nel tempo e solo leggermente più efficiente di quella attuale per la sostituzione dei veicoli più vecchi ed inefficienti.

Tabella 5.6 – Consumi specifici medi delle automobili (km/l)

	2000	2005	2010	2015	2020
<i>Benzina</i>	12,8	13,0	13,2	13,6	13,6
<i>Gasolio</i>	14,9	15,4	16,2	16,8	17,1

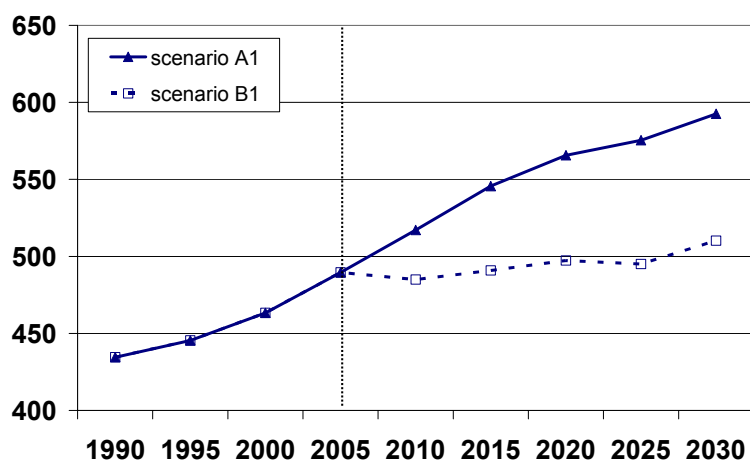
Fonte: output modello Markal Italia

In conclusione, si stima una costanza dei consumi specifici del parco circolante dei veicoli a benzina (a causa della crescita delle cilindrata medie in atto) e invece una diminuzione di circa il 10% per quelli diesel tra il 1990 ed il 2010 (vista anche la diminuzione della cilindrata media di questo tipo di motorizzazioni). Notevole incertezza esiste per il periodo successivo (2010-2020); al momento attuale l'efficienza delle auto a benzina resta costante, mentre quella delle auto diesel aumenta visto il notevole potenziale tecnico da sfruttare, con la diffusione di motori di piccola cilindrata e ancora più efficienti.

## Emissioni

**Nello scenario B1 le emissioni di CO<sub>2</sub> sono nel 2020 superiori del 15% rispetto al 1990. Nello scenario A1 sono maggiori del 30%. Le emissioni di ossidi di azoto e di zolfo mostrano invece una tendenza alla riduzione**

Figura 5.34 – Emissioni di CO<sub>2</sub> dagli usi energetici e dai processi industriali negli scenari tendenziali (Mt)



Nota: i valori riportati in figura si riferiscono alle "Total anthropogenic CO<sub>2</sub> emissions excluding emissions/removals from land use, land-use change and forestry", secondo la definizione utilizzata nell'inventario nazionale delle emissioni<sup>15</sup>

L'evoluzione del sistema energetico descritta fin qui determina dunque un costante aumento delle emissioni di anidride carbonica, che dopo essere aumentate del 13% tra il 1990 e il 2004, tendono ancora ad aumentare tra il 2004 e il 2012 (in media, perché nello scenario più basso, il B1, esse restano in effetti costanti), in evidente controtendenza rispetto alla riduzione prevista dal Protocollo di Kyoto (pari al 6,5% delle emissioni di tutti i gas serra). Gli incrementi tendono poi a rallentare negli anni successivi.

Le emissioni aumentano in maniera considerevole nello scenario A1 (+0,9% medio annuo fino al 2020), in misura marginale nello scenario B1. In quest'ultimo scenario, la riduzione delle emissioni rispetto allo scenario A1 è dovuta soprattutto all'elettrico e ai trasporti. In ogni caso, rispetto al 1990 (anno base secondo la Convenzione sui Cambiamenti Climatici), l'aumento raggiunge nel 2020 valori compresi tra +15 e +30%.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> da combustione di fonti fossili sono proporzionali ai consumi di combustibile. Tra i diversi combustibili il carbone presenta il più alto contenuto di carbonio per unità di energia (26 tC/TJ), il gas naturale il più basso (15 tC/TJ) con il petrolio in posizione intermedia. Nello scenario tendenziale le percentuali di combustibili fossili cambiano leggermente nel periodo 2004-2030, con più gas naturale, meno petrolio, carbone costante e rinnovabili in lieve crescita. In termini assoluti l'evoluzione tendenziale prevede comunque un notevole aumento del consumo di combustibili fossili dal 2005 fino al 2030, soprattutto nello scenario A1, con un andamento quasi costante nel tempo.

<sup>15</sup> Cfr. Subsidiary Body For Implementation, Twenty-fifth session, Nairobi, 6-14 November 2006, Item 3 (b) of the provisional agenda, *National communications from Parties included in Annex I to the Convention. Report on national greenhouse gas inventory data from Parties included in Annex I to the Convention for the period 1990-2004. National greenhouse gas inventory data for the period 1990-2004 and status of reporting.*

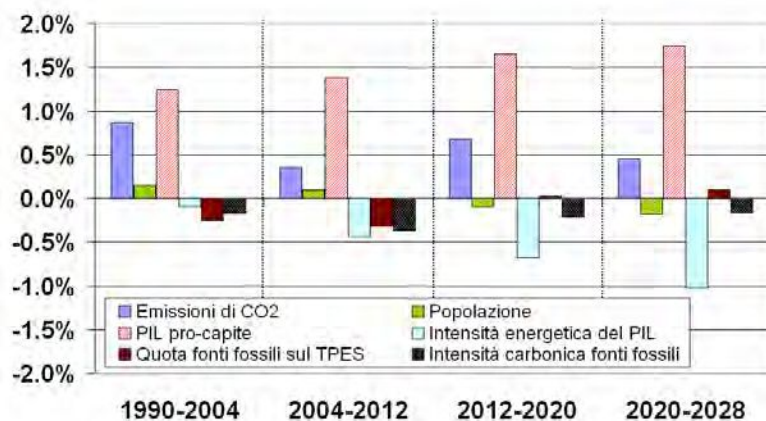
L'aumento in valore assoluto riguarda anche il carbone, fonte che presenta le emissioni più alte in rapporto alle calorie rese. Non sorprende quindi che le emissioni di gas serra, soprattutto nello scenario A1 a medio-alta crescita economica, siano previste in sensibile aumento<sup>16</sup>.

Il rilevante aumento complessivo delle emissioni nello scenario A1 tra il 1990 ed il 2030, pari a circa 150 Mt di anidride carbonica, non è equamente ripartito tra i settori. In particolare:

- il settore dei trasporti presenta gli incrementi più rilevanti sia in valore assoluto (circa 70 Mt), che in percentuale (+55%);
- il settore energetico (centrali elettriche, inclusi i gas da carbone, e le raffinerie) registra una crescita complessiva di circa 57 Mt (+31,5%, legato anche alla mancata "attivazione" della tecnologia del sequestro della CO<sub>2</sub>, a causa della scarsa penalizzazione delle emissioni prevista negli scenari tendenziali);
- il civile, che include agricoltura e altri settori, registra aumenti per 17 Mt, pari al +22%;
- il settore industriale manifatturiero (che include una piccola parte di emissioni da co-produzione di energia elettrica) presenta aumenti per soli 7 Mt, ovvero il +5%.
- Per comprendere meglio le ragioni dell'andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario, è utile ricorrere ad una scomposizione della crescita della variabile di interesse, in questo caso utilizzando la cosiddetta identità di Kaya<sup>17</sup>.

Come emerge dalla figura 5.35 (nella quale la lunghezza della barra relativa alle emissioni è pari alla somma delle altre cinque barre), la crescita delle emissioni nell'evoluzione *tendenziale* è "spiegata" fondamentalmente dal fatto che l'aumento del reddito pro-capite non è compensato da sufficienti diminuzioni delle altre variabili considerate.

Figura 5.35 – Identità di Kaya (media dei due scenari tendenziali)



<sup>16</sup> Le emissioni dal 1990 al 2004 sono un consuntivo ricavato dall'inventario nazionale delle emissioni trasmesso al Segretariato della Convenzione sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC). Le emissioni nel periodo 2010-2030 sono stimate a partire dai consumi di combustibili fossili e sono riportate in figura 5.34 con le stesse metodologie previste per la redazione dell'inventario nazionale.

<sup>17</sup> L'identità di Kaya è un'espressione matematica che individua i fattori che influenzano l'evoluzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dal consumo di energia:

$$C = (C / E) \times (E / \text{PIL}) \times (\text{PIL} / \text{POP}) \times \text{POP}$$

La formula lega le emissioni annue di carbonio (C) all'energia consumata (E), al Prodotto Interno Lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (C/E) e l'intensità energetica dell'attività economica (E/PIL), mentre il livello dell'attività economica è misurato dal reddito pro-capite (PIL/POP). In ogni momento, dunque, il livello delle emissioni di carbonio derivanti dai consumi energetici può essere visto come il prodotto delle quattro componenti dell'identità di Kaya. Se si prendono i tassi di variazione, l'identità di Kaya può essere espressa come:

$$[d(\ln C) / dt = d(\ln C / E) / dt + d(\ln E / \text{PIL}) / dt + d(\ln \text{PIL} / \text{POP}) / dt + d(\ln \text{POP}) / dt],$$

da cui si evince come, nel corso del tempo, il tasso di variazione delle emissioni di carbonio sia uguale alla somma dei tassi di variazione delle quattro componenti dell'identità di Kaya. Nell'analisi condotta in questo paragrafo (e nei prossimi) si utilizza una formulazione leggermente modificata dell'identità di Kaya, a cinque fattori, scomponendo l'intensità carbonica dell'energia nell'intensità carbonica dell'energia fossile e nella quota di fonti fossili sul consumo totale di energia primaria.

Nonostante l'intensità energetica del PIL si riduca a tassi progressivamente maggiori, la riduzione della quota di fonti fossili sul consumo totale si ferma invece al 2012 e tende ad annullarsi nel medio-lungo periodo, così come l'intensità carbonica dell'energia fossile (per i prevedibili limiti all'espansione dell'import di gas naturale e per la necessità della diversificazione delle fonti primarie).

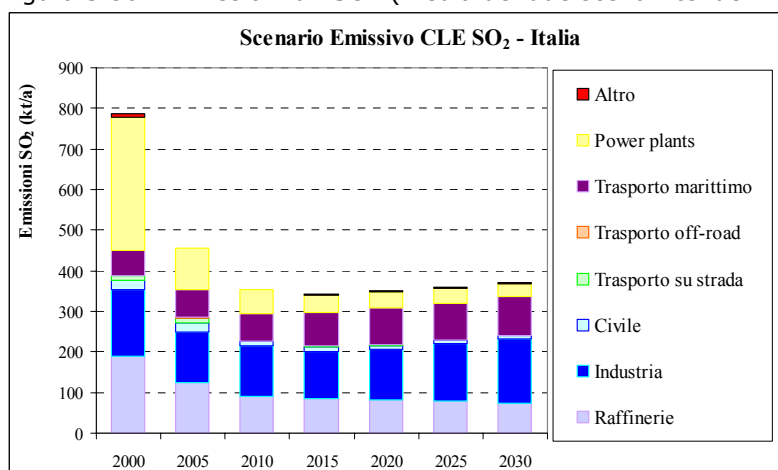
Il significato di questi dati è che, poiché la crescita economica è un evento auspicabile (quella qui ipotizzata è anzi piuttosto modesta), un contenimento delle emissioni impone una delle due seguenti alternative:

- la diminuzione più marcata dell'intensità energetica del PIL, mediante un'accelerazione nell'introduzione di processi produttivi più efficienti e/o l'incentivazione dell'efficienza energetica e del risparmio energetico;
- la sostituzione più marcata delle fonti a maggior contenuto di carbonio (carbone e petrolio) con il gas naturale (così riducendo l'intensità carbonica dell'energia fossile) e/o la riduzione della quota di fonti fossili sul consumo totale di energia (tramite un maggiore incremento del peso delle fonti rinnovabili).

Lo scenario energetico tendenziale è stato anche utilizzato per stimare l'evoluzione delle emissioni in aria di altri inquinanti nocivi. Queste stime (figure 5.36 e 5.37) sono state elaborate con il modello RAINS-Italia dell'ENEA<sup>18</sup>. Il modello RAINS è stato sviluppato dallo IIASA ed è correntemente utilizzato dalla Commissione UE per la definizione di obiettivi di emissione e di qualità dell'aria all'orizzonte 2020. Il modello RAINS ha bisogno di una lunga serie di dati energetici di dettaglio, parte dei quali estratti "ad hoc" dal modello Markal-Italia e parte stimati, e di una cosiddetta "strategia di controllo", simile nei due modelli.

La "strategia di controllo" riproduce l'evoluzione tecnologica attesa nei dispositivi di abbattimento delle emissioni sulla base della normativa europea. Le emissioni di due inquinanti principali sono evidenziate nelle figure 5.36 e 5.37. Tanto le emissioni di ossidi di azoto che di ossidi di zolfo presentano una marcata tendenza alla riduzione fino al 2020, mentre nel periodo successivo si nota un'inversione della tendenza. La causa di questa inversione di tendenza risiede principalmente in uno sviluppo tecnologico insufficiente a contrastare l'aumento dei consumi energetici e il prevedibile *shift* verso combustibili meno costosi ma più inquinanti quali il carbone e le biomasse/rifiuti.

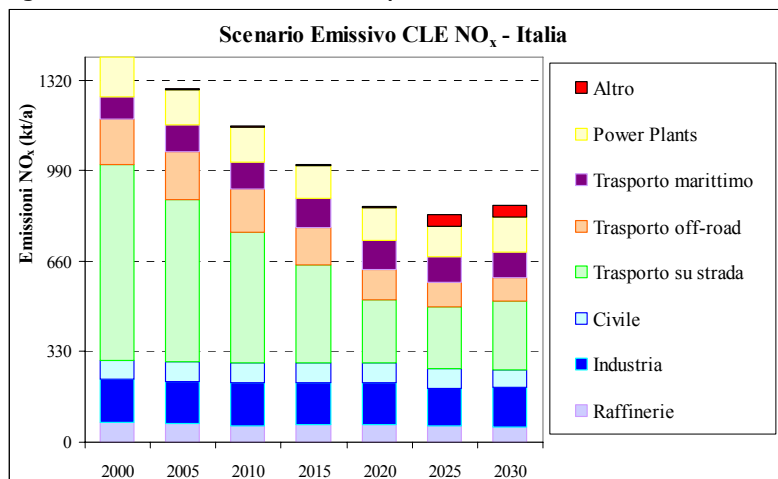
Figura 5.36 – Emissioni di SO<sub>x</sub> (media dei due scenari tendenziali, kt/a)



<sup>18</sup> Per una descrizione della metodologia, si rimanda a Vialetto G., Contaldi M., De Lauretis R., Lelli M., Mazzotta V., Pignatelli T.; *Emission Scenarios of Air Pollutants in Italy using Integrated Assessment Models*, Atmospheric Pollution, 2005.



Figura 5.37 – Emissioni di NO<sub>x</sub> (media dei due scenari tendenziali, kt/a)



## 5.2 Effetti di alcune misure di politica energetica e ambientale: scenari di intervento

Si è visto come il sistema energetico risultante dall'evoluzione tendenziale presenti diversi elementi di criticità per il Paese. Gli scenari di intervento qui presentati (scenari A2 e B2) "esplorano" la realizzabilità e i possibili effetti (di medio-lungo periodo) di alcune misure di politica energetica, i cui obiettivi principali sono quelli di un massiccio ricorso all'efficienza energetica negli usi finali, una incisiva promozione delle fonti rinnovabili e una diversificazione delle fonti di approvvigionamento (anche mediante il ricorso, nel lungo periodo, dopo il 2020, alle tecnologie del carbone pulito, come la gassificazione con/senza sequestro dell'anidride carbonica). L'obiettivo di tale politica è quello di migliorare le condizioni di sicurezza energetica del Paese e la sua competitività economica, nell'ottica della salvaguardia dell'ambiente.

### 5.2.1 Caratterizzazione dell'intervento e risultati

Le misure di implementazione previste dallo scenario *di intervento* sono caratterizzate dalla loro discontinuità, a volte anche molto significativa, rispetto alle tendenze storicamente riscontrate nel nostro Paese, ma sono compatibili sia con il quadro di sviluppo economico italiano ed europeo, che con la prevista evoluzione delle tecnologie nel contesto internazionale. In sostanza, si è cercato di definire un insieme di interventi che dovrebbero rappresentare quanto sembra realisticamente possibile fare fino al 2020, e nel decennio successivo, per modificare la struttura del sistema energetico italiano. Ma si sottolinea che questo non significa che in un singolo ambito non si possa fare di più, in presenza di una forte volontà politica di agire in una certa direzione.

La quasi totalità delle misure qui considerate ha come denominatore comune l'obiettivo della promozione di una o più tecnologie. Gli interventi previsti sono stati valutati sulla base della loro praticabilità tecnica ed economica, intesa sia in termini di investimenti complessivi che in termini di necessaria fine della vita utile degli impianti esistenti. In generale, la promozione di una tecnologia è sempre connessa a misure che facilitino la transizione del mercato verso quella tecnologia, che altrimenti stenta ad affermarsi "spontaneamente".

Le misure possono essere riferite schematicamente a due distinti periodi temporali. Il primo riguarda il breve-medio periodo e contiene misure relative a tecnologie già disponibili per l'efficienza energetica e per le fonti rinnovabili. Il secondo riguarda il lungo periodo (dopo il 2020), nel quale si prevedono misure di intervento su tecnologie, oggi ancora in fase di sviluppo, per l'uso pulito dei combustibili fossili compreso il sequestro e il confinamento dell'anidride carbonica.

Quanto agli interventi di promozione delle tecnologie qui considerati, essi possono essere catalogati nelle tipologie degli strumenti di regolamentazione diretta (o di *comando e controllo*), della regolamentazione indiretta (strumenti economici), delle politiche di informazione e persuasione (o di *moral suasion*, che puntano a ottenere un effettivo comportamento socialmente responsabile senza utilizzare la forza delle leggi e/o dei regolamenti), delle politiche infrastrutturali.

Il mix di misure tecnologiche e normative considerate deriva da numerosi studi<sup>19</sup> a livello nazionale ed europeo, che nel corso degli ultimi anni hanno identificato pacchetti di possibili interventi nei vari settori, al fine di aumentare l'efficienza complessiva del sistema. Esempi classici sono costituiti dal "labeling" (politica di informazione e persuasione), che ha favorito la diffusione degli elettrodomestici a basso consumo, e dai Certificati Bianchi (strumento economico). La diffusione nel mercato porta poi a ulteriori miglioramenti tecnologici e riduzioni dei costi, come nel caso dell'eolico tra le energie rinnovabili.

Nel riquadro "Schema riepilogativo delle politiche e misure" riportato nelle due pagine seguenti sono elencate tutte le misure previste, distinte secondo le tipologie sopramenzionate (le misure sono in primo luogo raggruppate per settore di uso finale dell'energia, per facilitare il paragone con altri studi dello stesso tipo, mirati a singoli settori).

Entrando più nel dettaglio, per quanto riguarda l'efficienza energetica lo scenario prevede un diffuso impiego di tecnologie a basso consumo sia nel civile che nell'industria e, soprattutto, un importante intervento nel settore dei trasporti, basato sia sullo *shift* modale che sulla diffusione di veicoli con motori ad alto rendimento, inclusi i veicoli ibridi e ad idrogeno.

Il maggiore ricorso alle fonti rinnovabili riguarda la produzione di energia elettrica (per la quale si è però scelto di adottare ipotesi piuttosto conservative, in particolare riguardo alla generazione fotovoltaica e agli impianti a biomasse), gli usi termici nel settore civile, i biocombustibili nel settore dei trasporti. Per un intervento significativo nella diversificazione del mix di combustibili per la generazione termoelettrica, e quindi per una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture, lo scenario prevede (oltre all'incremento dell'uso delle fonti rinnovabili) anche un maggiore ricorso al carbone rispetto all'evoluzione tendenziale, mediante l'impiego delle più recenti tecnologie a basso impatto ambientale, predisposte anche per il sequestro dell'anidride carbonica (nel lungo periodo).

Il modello utilizzato per le elaborazioni consente di specificare sia tetti fisici di emissione che costi di emissione dei principali inquinanti. Poiché nel caso dell'anidride carbonica l'imposizione di un tetto fisico alle emissioni tende a distorcere il modo di funzionare del modello (come evidenziato in letteratura), risulta in genere preferibile imporre un costo alle emissioni (carbon tax), con alcune eccezioni (i processi industriali sono esentati, sempre per motivi "tecnici"). Negli scenari *di intervento* questo costo sale gradualmente, fino a 30 €/t CO<sub>2</sub> nel 2020 e poi ancora fino a 50 €/t nel 2030. Considerato che un aumento del prezzo del petrolio di 10 \$/b equivale ad una tassa di circa 20 \$/t CO<sub>2</sub> e che il prezzo medio del barile è di circa 50 \$ nel 2010 (con tendenza a salire), si vede come le ipotesi fatte siano equivalenti ad un'oscillazione addizionale verso l'alto del prezzo del petrolio tra i 15 ed i 20 \$/b. In definitiva, visti gli andamenti recenti del mercato petrolifero, l'ipotesi di una carbon tax di 50 \$/t può essere considerata prudente.

Nel caso degli ossidi di azoto si sono invece utilizzati dei tetti emissivi diversificati a livello settoriale, uno schema che consente al modello di riprodurre le scelte del legislatore, che non segue sempre logiche "fredde" di minimo costo, ma tiene conto di effetti economico-sociali. Queste scelte si traducono in diversi "costi di emissione" a livello settoriale, influenzando la scelta delle diverse opzioni alternative (le tecnologie).

Infine, è il caso di sottolineare come sia possibile una riflessione ulteriore volta ad ipotizzare politiche di contenimento della domanda di beni e servizi energetici (risparmio energetico), ovvero diversi modelli di sviluppo, un'opzione che non è stata esplorata in questo scenario, che considera solo quote marginali di risparmio energetico. Questa tematica coinvolge aspetti sociali ed economici, per la cui valutazione possono essere utili anche metodologie diverse da quella qui utilizzata. Tra l'altro, i modelli di ottimizzazione tecnico-economici, grazie alla loro struttura molto dettagliata ed esplicitamente connessa alla produzione di beni fisici e ai servizi energetici, hanno il grande pregio di permettere valutazioni quantitative di scenari alternativi di sviluppo del sistema, ma le decisioni sull'eventuale disincentivazione di alcune tipologie di domanda di beni e servizi energetici restano inevitabilmente di competenza del decisore politico.

---

<sup>19</sup> Due recenti riferimenti molto significativi vengono dalla Commissione Europea, DG Energia e Trasporti: *Fare di più con meno. Libro verde sull'efficienza energetica*, 2005, e *Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential*, Comunicazione della Commissione Europea del 19/10/2006 (COM(2006)545 final).

<b>Schema riiepilogativo delle politiche e misure previste negli scenari di intervento</b>			
<b>Settore</b>	<b>Tecnologie interessate / Programma</b>	<b>Impatto / obiettivi</b>	<b>Strumento di promozione della tecnologia</b>
FONTI PRIMARIE/ PRODUZIONE DI ELETRICITÀ E CALORE	FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI: estensione dei sussidi alle tecnologie di generazione elettrica	Aumento generazione elettrica da FER	Economico (regolamentazione indiretta)
	COMBUSTIBILE DA RIFIUTI: facilitazioni per la produzione di CDR	Incremento produzione di combustibile da rifiuti fino a 1/3 della produzione annua di RSU	Politiche di informazione e persuasione
	FOTOVOLTAICO: incentivo all'installazione di pannelli mediante "conto energia"	1.000 MWp di potenza installata entro il 2015 (con limite annuale di 85 MW)	Economico (regolamentazione indiretta)
	TELERISCALDAMENTO: incentivi alla diffusione del teleriscaldamento	Copertura mediante teleriscaldamento del 15% circa dei consumi	Economico (regolamentazione indiretta)
	CARBONE DI NUOVA GENERAZIONE E/O GASSIFICAZIONE (con e senza cattura di CO <sub>2</sub> ): sostegno alla costruzione di nuova potenza a carbone "pulito"	Aumento carbone nel termoelettrico per diversificazione del mix di combustibili (dal 2020)	Politiche di informazione e persuasione
	ILLUMINAZIONE: estensione dei Certificati Bianchi	Estensione / incremento degli obiettivi di risparmio: penetrazione lampadine a basso consumo circa tripla rispetto al trend	Economico (regolamentazione indiretta) e Comando e controllo
INDUSTRIA	FORZA MOTRICE: estensione dei Certificati Bianchi. Standard sui nuovi motori industriali	Estensione / incremento degli obiettivi di risparmio: motori ad alta efficienza al 15% del mercato nel 2010, al 30% nel 2020	Economico (regolamentazione indiretta) e Comando e controllo
	ILLUMINAZIONE / RISCALDAMENTO: estensione dei Certificati Bianchi	Estensione / incremento degli obiettivi di risparmio: penetrazione lampadine a basso consumo circa tripla rispetto al trend	Economico (regolamentazione indiretta) e Comando e controllo
	FORZA MOTRICE (piccola potenza): estensione dei Certificati Bianchi. Standard sui nuovi motori	Estensione / incremento degli obiettivi di risparmio: motori ad alta efficienza oltre il 50% del mercato dopo il 2015	Economico (regolamentazione indiretta) e Politiche di informazione e persuasione
TERZIARIO	ELETTRODOMESTICI: estensione dei Certificati Bianchi. Etichettatura energetica	Estensione / incremento degli obiettivi di risparmio: penetrazione della tecnologia più efficiente più che doppia rispetto al trend	Economico (regolamentazione indiretta) e Politiche di informazione e persuasione
	ILLUMINAZIONE: estensione dei Certificati Bianchi. Etichettatura energetica	Promozione lampadine a basso consumo: penetrazione più che doppia rispetto al trend	Economico (regolamentazione indiretta) e Comando e controllo
	ACQUA CALDA: estensione dei Certificati Bianchi. Direttiva UE Energy Performance in Buildings	Penetrazione della tecnologia più efficiente doppia rispetto al trend. Solare termico al 30% della domanda nel 2020	Economico (regolamentazione indiretta) e Comando e controllo
RESIDENZIALE	RISCALDAMENTO / ISOLAMENTO: estensione dei Certificati Bianchi. Direttiva UE Energy Performance in Buildings	Aumento dell'isolamento fino a un risparmio del 10% dell'energia consumata	Economico (regolamentazione indiretta) e Comando e controllo

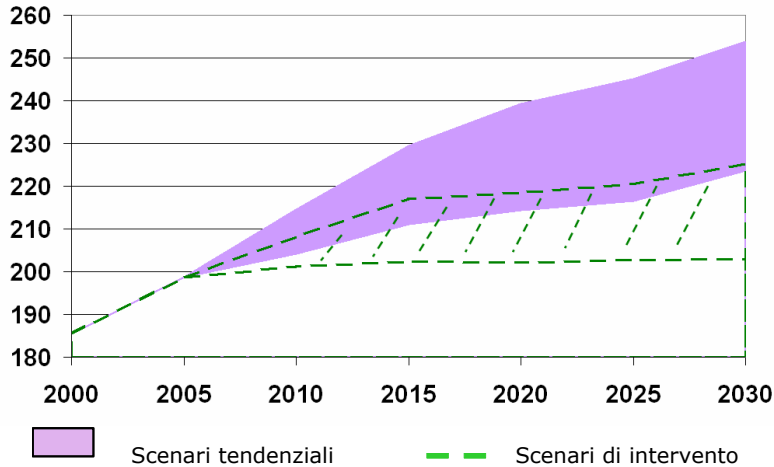


<b>Settore</b>	<b>Tecnologie interessate / Programma</b>	<b>Impatto / obiettivi</b>	<b>Tipologia dell'intervento/misura</b>
TRASPORTI	BIOCOMBUSTIBILI: supporto alla produzione	Crescita consumo fino al 2,5% del totale trasporti nel 2012, 7,5% nel 2020	Regolamentazione diretta (comando e controllo)
	MODALITA' TRASPORTO PASSEGGERI: shift modale verso ferrovia e autobus	Incremento del peso di bus e metro al limite di fattibilità tecnico-economica delle infrastrutture (raddoppio per bus, 3 volte per metro e tram), significativo in %, risultati contenuti in assoluto. Treno ostacolato dal mancato completamento infrastrutture AV, sale significativamente (+40%) dopo il 2020	Politiche infrastrutturali
	AUTOMOBILI BASSO CONSUMO	Aumento diffusione fino all'80% del mercato del nuovo nel 2020	Regolamentazione diretta (comando e controllo)
	AUTOBUS URBANI A GAS NATURALE: aumento flotta autobus a emissioni basse / nulle	Aumento flotta autobus a emissioni basse / nulle fino alla quasi totalità del mercato urbano e commuter	Regolamentazione diretta (comando e controllo) e Politiche infrastrutturali
EMISSIONI	TRASPORTO MERCI	Aumento diffusione Light Duty Vehicles e High Duty Vehicles "locali" a metano	Economico (regolamentazione indiretta)
	MODALITA' TRASPORTO MERCI: shift modale da strada a ferrovia	Raddoppio del trasporto su ferrovia rispetto ad oggi, raddoppio incidenza ferrovia sul totale merci solo dopo il 2028, a causa dei ritardi nelle linee ad alta velocità ed i centri di interscambio	Politiche infrastrutturali e di informazione e persuasione
	TECNOLOGIE FOSSILI DI GENERAZIONE/USO FINALE: tassa sulla CO <sub>2</sub> , crescente fino a 50 € nel 2030 (30 € nel 2020)	Parziale internalizzazione dei costi esterni legati all'uso dei combustibili fossili, per la stabilizzazione delle emissioni di CO <sub>2</sub> . Incremento della produzione non-fossile e competitività della cattura di CO <sub>2</sub>	Economico (regolamentazione indiretta) e Regolamentazione diretta (comando e controllo)
	ELETTTRICO, RAFFINERIE: tetto alle emissioni di NOx	Estensione e rafforzamento della Direttiva NEC	Economico (regolamentazione indiretta) e Regolamentazione diretta (comando e controllo)
INDUSTRIA: tetto alle emissioni di NOx	Estensione e rafforzamento della Direttiva NEC		
TRASPORTI: tetto alle emissioni di NOx	Estensione e rafforzamento della Direttiva NEC		

## Consumi totali di energia

**Le politiche energetiche e ambientali permettono di stabilizzare i consumi energetici dai primi anni del prossimo decennio**

Figura 5.38 – Consumi di energia primaria negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mtep)



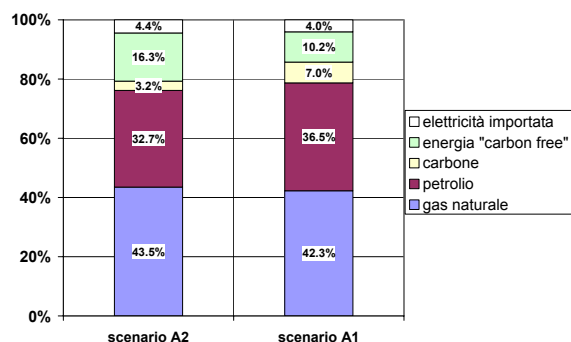
Il primo risultato di rilievo che emerge dal confronto fra la "forchetta" degli scenari tendenziali e quella degli scenari *di intervento* riguarda i consumi di energia primaria, che tendono sostanzialmente a stabilizzarsi a partire dai primi anni del prossimo decennio.

È significativo come i risultati dell'evoluzione alternativa non prevedano una riduzione dei consumi primari, neanche all'orizzonte 2030 e nonostante le ipotesi di interventi "forti". Questi risultati traducono in cifre una certa "rigidità" del sistema economico ed energetico italiano nel periodo considerato, di cui è opportuno tenere conto nelle valutazioni.

Riguardo alla composizione dell'energia primaria per fonte (figura 5.39), gli scenari di intervento determinano (rispetto al caso tendenziale) una riduzione ancor più significativa del peso del petrolio e un aumento più limitato di quello del gas. Il peso del carbone risulta invece inferiore fino al 2020, ma torna poi ad aumentare nel decennio successivo, con l'affermazione delle tecnologie di sequestro della CO<sub>2</sub>. Quest'ultimo dato, aggiunto al forte aumento del peso delle fonti rinnovabili, fa sì che nel 2020 la quota di energia "carbon free" (comprensiva dell'energia da fonti rinnovabili e della generazione da carbone con sequestro della CO<sub>2</sub>) raggiunga il 16% del totale (contro il 10% del caso tendenziale). Analizzando più nel dettaglio le fonti energetiche rinnovabili, la figura 5.40 mostra come lo scenario A2, rispetto allo scenario A1, sia caratterizzato da:

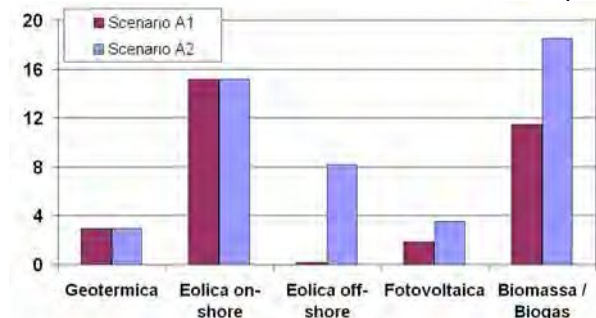
- una identica produzione eolica on-shore, in quanto già nello scenario tendenziale tale fonte raggiunge quello che sembra il suo potenziale;

Figura 5.39 – Energia primaria per fonte nel 2020 in due scenari (%)



N.B.: per energia "carbon free" si intende qui la somma dell'energia da fonti rinnovabili e dei consumi di carbone per generazione elettrica con sequestro della CO<sub>2</sub>

Figura 5.40 – Incremento della generazione elettrica da fonti rinnovabili tra il 2005 e il 2030 in due scenari (TWh)



- una significativa penetrazione dell'*off-shore*, che le misure contenute nello scenario rendono evidentemente competitiva;
- un quasi raddoppio della produzione fotovoltaica, che però corrisponde direttamente al maggior incentivo specifico (conto energia) previsto nello scenario, non al raggiungimento della competitività da parte della tecnologia; un significativo incremento della produzione da biomasse, che risulta in sostanza la tecnologia rinnovabile "marginale", cioè l'ultima ad essere attivata.

Gli scenari mostrano dunque che il raggiungimento di livelli di produzione da rinnovabili molto più elevati, anche nel lungo periodo, è reso difficile dal fatto che, dati i limitati margini di sviluppo di idroelettrico e geotermoelettrico, con il progressivo sfruttamento dei siti eolici viene ad avere un ruolo chiave lo sfruttamento della biomassa, che (con l'eccezione dei rifiuti) nella generazione elettrica risulta competitiva se usata in co-combustione, tecnologia di scarsa applicazione in Italia. L'utilizzo delle biomasse continua altrimenti a rimanere poco competitivo, per i prezzi di mercato elevati, legati principalmente alla domanda che viene dal settore residenziale per usi termici, dove è usata in sostituzione degli altri combustibili, fortemente penalizzati dalla tassazione (a differenza di quanto avviene negli altri paesi europei). Negli scenari A2/B2, infatti, l'incremento della generazione da biomasse è legato principalmente alla maggiore produzione (e quindi disponibilità per il sistema) di combustibile da rifiuti, utilizzato in co-combustione, ipotizzata in tali scenari.

Figura 5.41 – Consumi di elettricità negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (TWh)

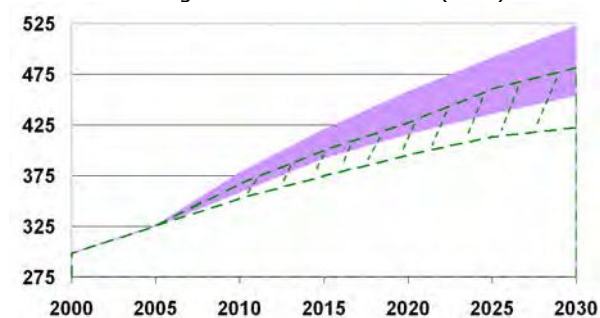
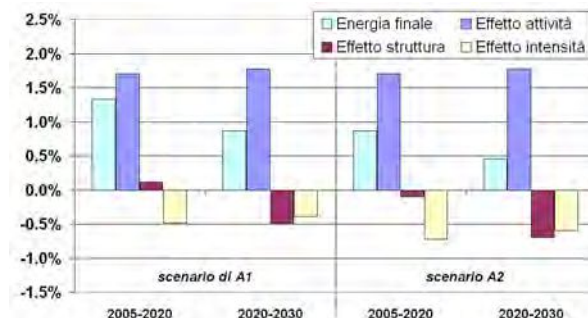


Figura 5.42 – Scomposizione dei consumi energetici in due scenari



Un altro dato di rilievo è che negli scenari di intervento la riduzione dei consumi elettrici rispetto all'evoluzione tendenziale, pur significativa (circa 30 TWh in meno nel 2020, più di 40 TWh in meno nel 2030, figura 5.41) è meno pronunciata di quanto visto per l'energia primaria. Questo risultato trova un riscontro nei consumi elettrici relativamente bassi in Italia, tanto pro-capite quanto per unità di PIL, rispetto alla media europea. Considerando i dati settoriali, nel civile la riduzione dei consumi è comunque pari nel 2020 a quasi il 15% dei consumi (del 2005), che diviene il 20% circa nel 2030, e anche nell'industria le riduzioni percentuali non sono di molto inferiori. La caratteristica "strutturale" del sistema energetico italiano di consumi elettrici relativamente bassi risulta confermata se, come già fatto per l'evoluzione tendenziale, gli effetti sul sistema determinati dalle misure di politica energetica e ambientale sono analizzati scomponendo la crescita dei consumi energetici nelle tre componenti *attività*, *struttura*, *intensità*. A parità di effetto *attività* (per ipotesi invariato tra scenario A1 e scenario A2), la significativa riduzione dei consumi energetici nello scenario A2 può essere spiegata dagli altri due effetti:

- per un verso, dal più forte contributo della componente tecnologica (effetto *intensità*), che nello scenario alternativo è costantemente inferiore al -0,5% medio annuo (figura 5.42);
- per un altro verso, dal fatto che lo scenario A2 induce già nel medio periodo una crescita della domanda di servizi energetici inferiore alla crescita del PIL, per cui l'effetto *struttura* risulta negativo. È interessante sottolineare come da questo punto di vista le misure previste nello scenario A2 abbiano in qualche modo un effetto simile a quello degli alti prezzi dell'energia. In ogni caso, un elemento rilevante che emerge dalla figura 5.42 è che, almeno nel medio periodo (fino al 2020), anche nello scenario A2 la capacità dell'effetto *struttura* di frenare la crescita dei consumi energetici risulta piuttosto modesta.

## Consumi di energia per settore: civile

**Nel civile la riduzione dei consumi può essere molto significativa. Nel terziario la riduzione dei consumi è più difficile, ma i margini di incremento di efficienza sono comunque significativi**

Figura 5.43 – Consumi di energia finale nel Residenziale negli scenari tendenziali e di intervento (Mtep)

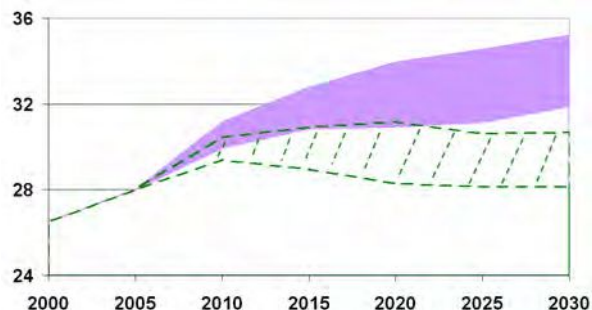
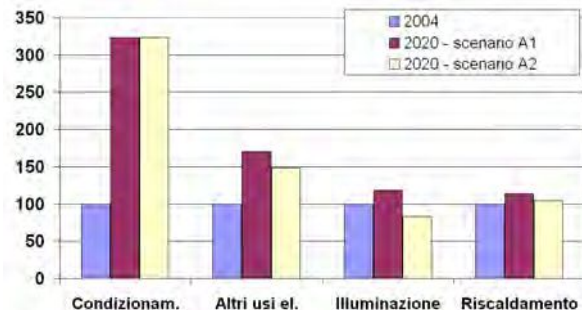


Figura 5.44 – Consumi di energia per alcune tipologie di uso finale nel residenziale in due scenari (2004=100)



Un dato significativo del settore civile (terziario e residenziale) è la tendenza alla crescita dei consumi che permane in tutte le alternative considerate, soprattutto per la spinta che viene dal terziario. La riduzione dei consumi (rispetto all'evoluzione tendenziale) nell'insieme dei due sottosettori raggiunge però valori piuttosto consistenti: all'orizzonte 2020 la riduzione dei consumi è infatti pari a circa 5 Mtep (più del 10% dei consumi finali del settore) fino ad avvicinarsi ai 10 Mtep nel 2030.

Valutazioni di tipo puramente tecnologico (per le quali si rimanda ancora al successivo par. 5.3) ritengono possibile entro il 2020 un risparmio che supera il 30%. Il modello Markal-Italia qui utilizzato, che stima all'orizzonte 2030 una possibile riduzione superiore al 20%, concorda in sostanza con queste valutazioni, ma indica la probabile necessità di un periodo di tempo più lungo e evidenzia il ruolo che possono svolgere prezzi più alti dell'energia per sfruttare il potenziale tecnologico disponibile.

Scendendo nel dettaglio settoriale, la possibile riduzione dei consumi è particolarmente marcata nel residenziale (figura 5.43): circa 3 Mtep nel 2020, che divengono circa 5 Mtep nel 2030. La figura 5.44 mostra come i margini di aumento di efficienza siano particolarmente ampi nell'illuminazione e negli "altri usi elettrici obbligati".

Come detto, la tendenza crescente dei consumi nel terziario (figura 5.45) sembra più difficile da contrastare in quanto, come visto nell'analisi dell'evoluzione tendenziale del settore, i consumi sono in parte spinti da fattori "strutturali" su cui non è semplice intervenire, quali la domanda crescente di servizi quali alberghi, ristoranti, centri commerciali ecc., sempre più basati sull'elettricità, l'incremento della superficie media degli edifici commerciali, gli effetti del progressivo invecchiamento della popolazione.

Figura 5.45 – Consumi di energia finale nel terziario negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mtep)

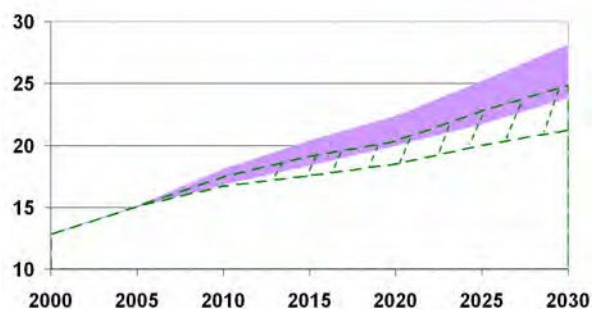
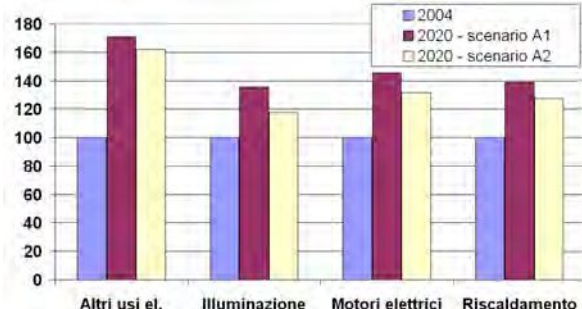


Figura 5.46 – Consumi di energia per alcune tipologie di uso finale nel terziario in due scenari (2004=100)



I possibili aumenti di efficienza sono comunque rilevanti in termini assoluti: la riduzione media dei consumi (rispetto all'evoluzione tendenziale) supera i 2 Mtep all'orizzonte 2020 e i 4 Mtep nel 2030. In questo caso, i margini di aumento di efficienza (figura 5.46) sono inoltre sostanzialmente simili in tutte le principali tipologie di uso finale.

### **Consumi di energia per settore: industria e trasporti**

***Nell'industria è possibile una sostanziale stabilità dei consumi energetici. Nei trasporti la riduzione dei consumi è difficile nel medio periodo, può essere rilevante nel lungo periodo***

Figura 5.47 – Consumi di energia finale nell'industria negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mtep)

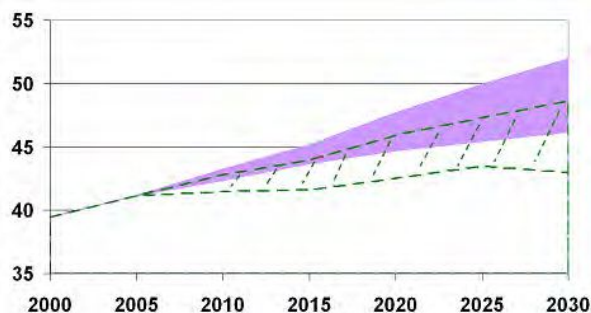
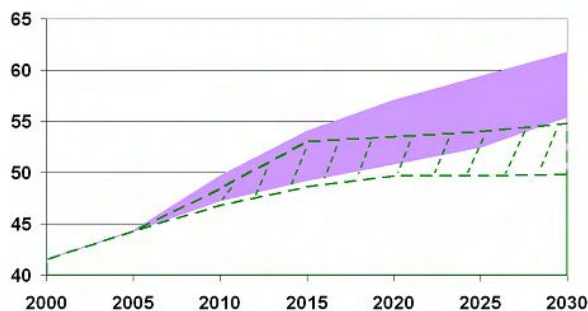


Figura 5.48 – Consumi di energia finale nei trasporti negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mtep)



Anche nel settore industriale, come nel civile, i consumi continuano a salire in tutte le alternative ipotizzate tranne che nello scenario B2 nel quale si arriva a una sostanziale stabilizzazione dei consumi.

La riduzione media dei consumi (rispetto all'evoluzione tendenziale) è inoltre meno pronunciata che nel civile, in quanto è pari a circa 3 Mtep all'orizzonte 2020 e a circa 5 Mtep nel 2030. È significativo come quest'ultimo risultato sia in linea con le valutazioni di tipo tecnologico riportate più avanti (paragrafo 5.3), sebbene con un ritardo temporale di circa 10 anni.

Il risultato è anche connesso al fatto che non si prevede di cambiare modello industriale e che quindi il settore continua a produrre tutti i materiali energy intensive ed i prodotti previsti, sfruttando al massimo le relativamente limitate possibilità di aumentare l'efficienza energetica dei processi e delle cosiddette tecnologie orizzontali (illuminazione, forza motrice e produzione di calore).

Nel settore dei trasporti la riduzione dei consumi energetici è contenuta all'orizzonte 2020 (tra 2 e 3 Mtep), ma diviene rilevante nel 2030 (circa 7 Mtep in meno dell'evoluzione tendenziale), soprattutto per l'evidente inversione di tendenza dei consumi, che indica la presenza di un potenziale di efficienza energetica elevato. È importante sottolineare però come questi risultati siano connessi al forte cambiamento modale previsto, con riduzioni del trasporto su strada (sia merci che passeggeri), oltre che all'uso di consistenti flotte di veicoli più efficienti.

Riguardo al trasporto su automobile, anche in considerazione della sua importanza, sono state accuratamente studiate misure di tipo tecnologico volte all'aumento di efficienza dei mezzi. Non sono state invece considerate in questo scenario le misure per aumentare l'efficienza di utilizzo del mezzo (ad es. l'aumento del numero di passeggeri trasportati), sia perché i loro effetti sono aleatori e facilmente reversibili, sia perché rientrano nel campo della limitazione della mobilità, che non è stata valutata.

La tipologia di veicoli a basso consumo analizzati è articolata e comprende sia veicoli diesel ad alta efficienza che veicoli a benzina più efficienti ed anche i veicoli ibridi. Si tratta sostanzialmente di veicoli a basso consumo già presenti sul mercato o annunciati sulla base dell'accordo volontario tra la Commissione UE ed i costruttori di automobili (accordo ACEA), nell'ambito delle politiche finalizzate al rispetto del Protocollo di Kyoto.

Questi veicoli non sono attualmente "preferiti" dai consumatori e lo sviluppo di opportune politiche di promozione è necessario per una loro ampia diffusione.

Questi veicoli dovrebbero saturare il mercato del nuovo dopo il 2020 ma il rinnovo del parco è molto lento, per cui si ipotizza di arrivare a circa il 25-60% delle percorrenze complessive, rispettivamente nel 2020 e nel 2030. In questo caso il risultato del modello riflette un

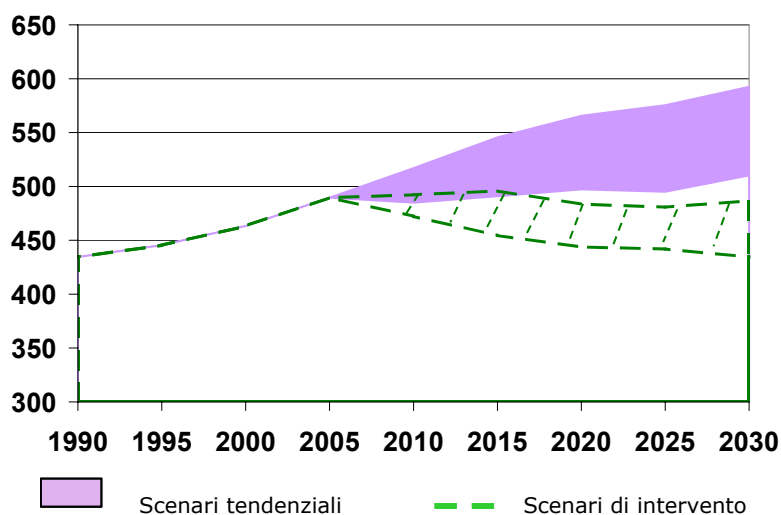


comportamento razionale dell'utente, che potrebbe non trovare riscontro nei comportamenti reali (si pensi alla preferenza per automobili sempre più grandi e alla scarsa propensione all'uso dei mezzi di trasporto pubblici).

## Emissioni di CO<sub>2</sub>

**Le politiche permettono almeno la stabilizzazione delle emissioni. Ma possono determinare riduzioni anche superiori al 10% rispetto al 2005, grazie a una forte decarbonizzazione del sistema**

Figura 5.49 – Emissioni di CO<sub>2</sub> negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mt)



Nota: i valori riportati in figura si riferiscono alle "Total anthropogenic CO<sub>2</sub> emissions excluding emissions/removals from land use, land-use change and forestry", secondo la definizione utilizzata nell'inventario nazionale delle emissioni (vedi nota 15)

Un dato di notevole rilievo dell'evoluzione del sistema determinata dall'introduzione delle ipotizzate misure di politica energetica e ambientale (scenari A2/B2) è che entro il 2020 si arriva quanto meno alla stabilizzazione delle emissioni di anidride carbonica ai valori attuali. Soprattutto, è significativa l'inversione della tendenza crescente di lungo periodo determinata dalle misure, che nel caso dello scenario B2 arriva a produrre nel 2020 riduzioni delle emissioni superiori al 10% rispetto al 2005.

Questo risultato, pur molto significativo, segnala d'altra parte come nel medio periodo si debba tener conto della dinamica dei consumi di energia primaria fossile, che restano consistenti, e della indisponibilità di tecnologie di sequestro dell'anidride carbonica prima del 2020. Nei periodi successivi si rende invece disponibile il sequestro della CO<sub>2</sub> nei settori elettrico e di produzione di carburanti da carbone-biomasse, opzione tecnologica che pure nei primi anni si mantiene su valori non troppo elevati (un risultato che oltre ad essere parzialmente legato alla struttura del modello, segnala in qualche modo la necessità, per un esteso utilizzo di queste opzioni, di un prezzo dell'anidride carbonica che superi i 50 €/t).

Scendendo a livello settoriale, gli scenari mostrano come la relazione tra sviluppo economico, crescita della domanda di energia ed emissioni di CO<sub>2</sub> sia più o meno rigida a seconda dei settori di uso finale.

La correlazione tra le variabili suddette è infatti maggiore nel settore industriale e nel settore dei trasporti, in quanto l'attività produttiva influenza direttamente l'uso di fonti energetiche e, al contempo, la scelta dei combustibili/carburanti da parte dei consumatori è limitata, almeno nel breve-medio periodo.

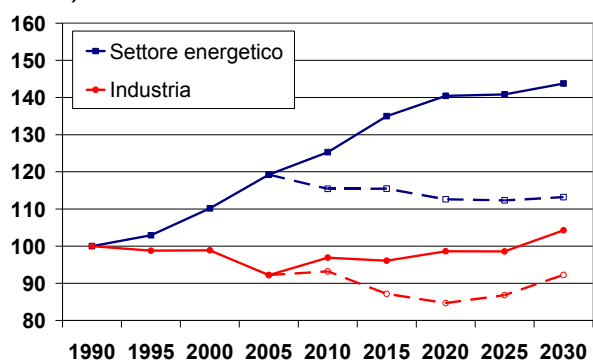
Ciò non impedisce che l'adozione di politiche e misure volte a ridurre le emissioni possa comunque produrre effetti anche molto consistenti, ma le misure devono probabilmente essere particolarmente incisive, come ad esempio molte di quelle qui ipotizzate per il settore dei trasporti, e impongono per di più un'ottica di medio-lungo periodo (figura 5.51). Nel caso dell'industria (figura 5.50), le cui emissioni sono sostanzialmente stabili già nello scenario A1, va inoltre sottolineata una certa difficoltà a prolungare le riduzioni delle emissioni anche nel lungo periodo, sebbene siano certamente possibili misure più incisive di quelle qui ipotizzate.

Nel settore civile, residenziale in primo luogo, nel quale l'efficienza delle apparecchiature e le caratteristiche degli edifici hanno una forte influenza su consumi di energia ed emissioni, l'adozione di misure di politica energetica può invece produrre effetti significativi già a partire dal breve periodo, grazie alla disponibilità di ampi margini di incremento di efficienza, tanto che nello scenario A2 si assiste a una netta inversione della recente tendenza di forte crescita delle emissioni (è il caso però di sottolineare come il dato 2005, particolarmente elevato, sia stato un anno molto freddo, figura 5.51).

Anche nel settore energetico (generazione elettrica e raffinazione), il notevole cambiamento determinato dalle misure, sia sui consumi di energia che sul mix di tecnologie utilizzate per soddisfare questi minori consumi, sembra in grado di produrre effetti rilevanti già a partire dal breve periodo (figura 5.50): anche in questo caso la costante crescita delle emissioni prevista nell'evoluzione tendenziale (scenario A1) subisce nello scenario A2 un'inversione di tendenza, modificando sostanzialmente una tendenza di lungo periodo.

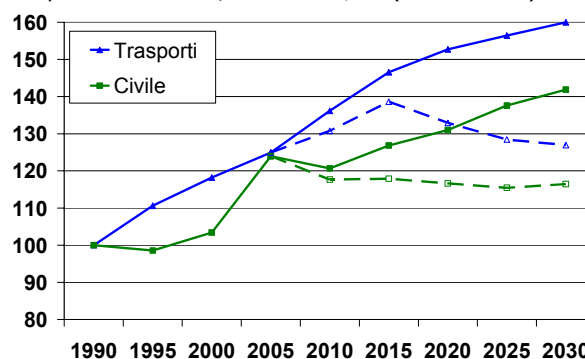
Infine, è il caso di sottolineare che alle misure analizzate negli scenari qui presentati si possono aggiungere politiche di riduzione della domanda di beni e servizi energetici, possibili e anche auspicabili in diversi casi, che rientrano più propriamente nel campo del "risparmio" energetico (non esplorato in questo scenario).

Figura 5.50 - Emissioni di CO<sub>2</sub> da usi energetici nel settore energetico e nell'industria, scenari A1/A2 (1990 = 100)



Nota: le linee continue si riferiscono allo scenario A1, le linee tratteggiate allo scenario A2

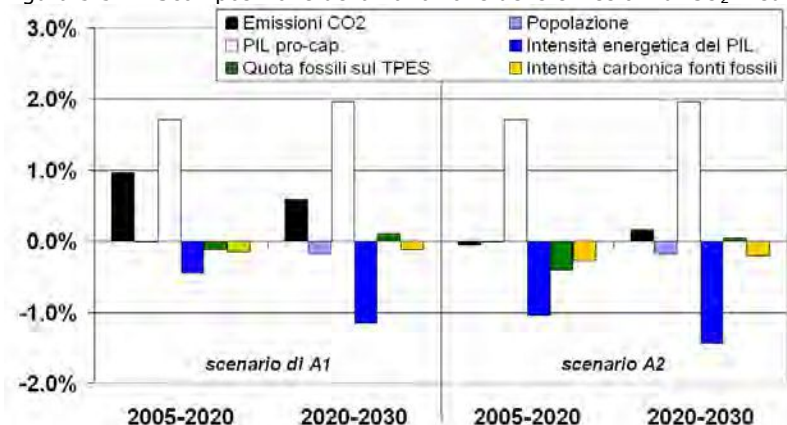
Figura 5.51 - Emissioni di CO<sub>2</sub> da usi energetici nei trasporti e nel civile, scenari A1/A2 (1990 = 100)



Nota: le linee continue si riferiscono allo scenario A1, le linee tratteggiate allo scenario A2

Per comprendere meglio le ragioni della significativa riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> prodotta dallo scenario alternativo, è utile ricorrere ancora alla cosiddetta identità di Kaya (per un'illustrazione del suo significato si rinvia alla nota 17).

Figura 5.52 - Scomposizione della variazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> mediante l'identità di Kaya (due scenari)



La figura 5.52 mostra come, in termini di “variabili di Kaya”, la principale differenza tra l’evoluzione tendenziale (scenario A1) e quella determinata dalle misure di politica energetica e ambientale (scenario A2) riguardi l’intensità energetica del sistema economico, che nello scenario *alternativo* si riduce a ritmi decisamente più elevati.

Anche le altre variabili considerate presentano comunque differenze significative:

- l’intensità carbonica dell’energia fossile presenta nello scenario A2 una riduzione molto più marcata soprattutto nel breve-medio periodo, mentre nel lungo periodo prosegue a ritmi analoghi nei due scenari;
- quanto alla riduzione della quota di fonti fossili sul consumo totale, un dato molto significativo è che nel lungo periodo perfino nello scenario alternativo la sua riduzione tende ad arrestarsi.

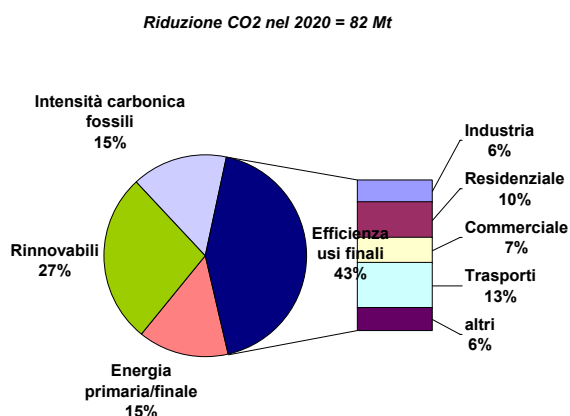
Una rappresentazione alternativa degli stessi dati, focalizzando in particolare l’attenzione sull’anno 2020, è offerta dalla figura 5.53, che mostra il contributo percentuale di alcuni principali “macrofattori” alla riduzione delle emissioni prodotta dallo scenario A2 rispetto all’A1 (riduzione pari a 82 Mt). Come si vede, più della metà (il 58% circa) della riduzione è riconducibile a un uso “più efficiente” dell’energia:

- il 43% è riconducibile a una maggiore efficienza negli usi finali, una percentuale che però per un verso è legata anche a una (pur modesta) riduzione della domanda di servizi energetici (risparmio energetico) che caratterizza lo scenario A2, per un altro verso a interventi, come il cambiamento modale nei trasporti, che in effetti non costituiscono un incremento di efficienza delle tecnologie energetiche;
- il 15% è riconducibile invece a un miglioramento del rapporto tra energia primaria e energia finale, in parte per un miglioramento dell’efficienza di conversione, in parte per una minore intensità elettrica che caratterizza lo scenario A2 rispetto all’A1.

Il restante 42% della riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> è riconducibile a un cambiamento del mix di energia utilizzata dal sistema:

- per un verso, vi è un maggiore aumento dell’uso delle fonti rinnovabili,
- per un altro verso vi è una maggiore riduzione dell’intensità carbonica delle fonti fossili, che nella prima parte dell’orizzonte temporale degli scenari è dovuto fondamentalmente a un maggiore incremento del peso del gas naturale rispetto a petrolio e carbone, mentre a partire dal 2020 è legato anche a una graduale maggiore introduzione della tecnologia del sequestro della CO<sub>2</sub>.

Figura 5.53 – Fattori che contribuiscono alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario A2 (rispetto allo scenario A1 nel 2020)

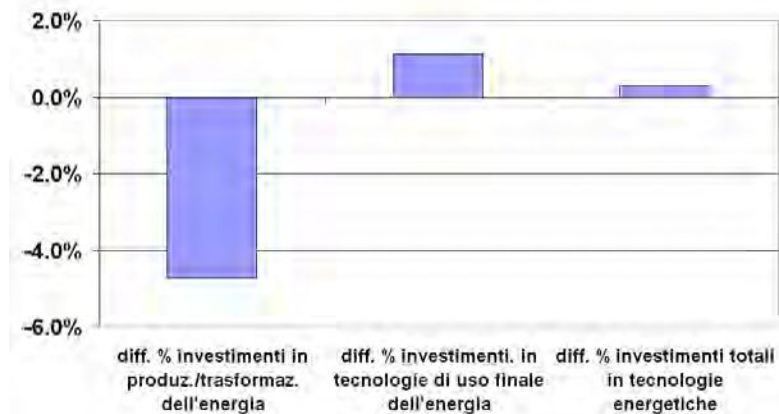




## Benefici ulteriori delle politiche energetiche e ambientali

**Le misure di politica energetica e ambientale impongono al sistema maggiori investimenti in tecnologie innovative, soprattutto negli usi finali dell'energia. In conseguenza di ciò, si riduce in modo rilevante la spesa per l'energia importata**

Figura 5.54 - Differenza nelle spese per investimenti in tecnologie energetiche (nel periodo 2005-2040) tra lo scenario tendenziale e lo scenario di intervento (%)



Nei paragrafi precedenti si è visto come l'introduzione di politiche e misure energetico-ambientali renda possibili riduzioni consistenti dei consumi di energia, e più ancora delle emissioni di CO<sub>2</sub>, rispetto all'evoluzione *tendenziale*. Ciò è possibile in primo luogo grazie a un uso massiccio di tecnologie più efficienti (si veda la descrizione delle misure all'inizio del paragrafo). La conseguenza di questo maggior uso di tecnologie efficienti è in primo luogo un aumento della spesa per investimenti in tecnologie energetiche, che nel corso dell'intero orizzonte temporale degli scenari risulta complessivamente piuttosto contenuto (figura 5.54).

Ma guardando alla differenza tra i due scenari più nel dettaglio, è interessante notare come la realizzazione delle misure richieda soprattutto un notevole cambiamento nella "struttura" degli investimenti, che negli scenari *di intervento* sono molto maggiori negli usi finali dell'energia, mentre sono inferiori nelle fasi di produzione e conversione dell'energia:

- dal lato della domanda, cioè negli usi finali dell'energia, gli scenari che prevedono specifici interventi di carattere energetico-ambientale (A2/B2) presentano infatti una spesa per investimenti in tecnologie innovative superiore a quella degli scenari tendenziali (A1/B1), in conseguenza degli acquisti di più efficienti automobili, motori industriali, elettrodomestici e altri apparecchi di vario tipo (nell'intero periodo 2005-2040 tale aumento è piuttosto modesto in percentuale, ma è comunque significativo in termini assoluti);
- dal lato dell'offerta, invece, cioè nelle fasi di produzione e conversione dell'energia, gli scenari *di intervento* (A2/B2) presentano investimenti nelle tecnologie di molto inferiori a quelli degli scenari A1/B1 (in percentuale la riduzione supera il 4%), grazie alle riduzioni dei consumi energetici che caratterizzano tali scenari (riduzioni dei consumi dovute non solo ai maggiori investimenti in tecnologie ma anche al cambiamento modale nei trasporti, quindi anche a cambiamenti nelle scelte dei consumatori).

L'implicazione di rilievo di tutto ciò è che la scelta di puntare su innovazioni tecnologiche nei settori degli usi finali di energia fa evidentemente diminuire l'incremento della potenza da installare, con una variazione dei costi di investimento (rispetto all'evoluzione tendenziale) che per il sistema nel suo insieme risulta quasi nulla. Allo stesso tempo, però, gli effetti economici degli scenari di intervento, che sono sostanzialmente in linea con le valutazioni derivanti da analisi simili<sup>20</sup>, hanno un'implicazione di rilievo: a meno di interventi redistributivi, la parte preponderante dei costi del cambiamento del sistema ricade sugli utenti finali, che devono sostenere il costo di un incremento massiccio degli investimenti nelle tecnologie energetiche (le tecnologie di uso finale dell'energia, come automobili, elettrodomestici ecc.).

<sup>20</sup> AIE, *World Energy Outlook 2006*, 2006.

Quanto più il sistema produttivo riuscirà a combinare innovazione, tecnologia ed efficienza, tanto minore sarà il costo a carico dell'utente finale e tanto maggiore la probabilità dell'effettiva realizzazione del suddetto cambiamento del sistema energetico.

Un'altra implicazione degli effetti economici dell'evoluzione *alternativa* del sistema determinata dalle politiche energetiche e ambientali è che anche la responsabilità delle decisioni di investimento va a ricadere su un numero enorme di soggetti, le famiglie e le imprese di piccole dimensioni che devono in concreto effettuare il cambiamento tecnologico mediante l'acquisto delle nuove tecnologie più efficienti. Nell'evoluzione tendenziale, invece, la gran parte degli investimenti nelle tecnologie energetiche (in primo luogo in centrali elettriche) sono effettuati da un numero molto più modesto di operatori, in primo luogo i grandi produttori e distributori di energia.

Si tratta di una questione di notevole rilievo, di cui tener conto nella stima dei possibili effetti delle politiche energetiche e ambientali, sia perché la realizzazione degli obiettivi di efficienza *potenziali* richiede decisioni omogenee da parte di un gran numero di soggetti, sia perché tra i consumatori le resistenze al cambiamento tecnologico sono inevitabilmente maggiori. La riduzione dei consumi energetici *potenziale* corrisponde infatti a un mondo "ideale", nel quale produttori e consumatori agiscono in modo perfettamente razionale, per cui adottano le tecnologie energetiche efficienti non appena divengono "cost-effective". Nella realtà, però, la maggior parte degli operatori economici prendono molte delle loro decisioni di investimento in modo "non razionale". Alcuni dei motivi alla base di questa mancanza di razionalità nelle scelte sono:

l'uso di tassi di sconto distorti (perché sulle decisioni incidono fattori diversi dai soli costi economici);

l'esistenza di deficit informativi e/o asimmetrie informative (le informazioni su costi e *performance* degli investimenti in efficienza energetica sono difficili da acquisire);

la scarsità di incentivi per i finanziatori degli investimenti (anche quando i costi dell'efficienza energetica sono nettamente inferiori a quelli dell'acquisto di energia, gli investimenti necessari sono spesso difficili da finanziare);

la maggiore importanza che i consumatori danno alle caratteristiche dei prodotti non riconducibili ad aspetti di efficienza energetica<sup>21</sup>.

La conseguenza di queste caratteristiche del sistema è che, dati i più elevati costi di acquisto delle tecnologie più efficienti, gli investimenti in efficienza energetica sono spesso considerati meno convenienti di altri tipi di investimento, per cui sono effettuati solo se il loro costo può essere recuperato in tempi molto brevi (anche perché il valore dell'investimento è soggetto alle fluttuazioni dei prezzi dell'energia). L'investimento nelle tecnologie efficienti risulta dunque inferiore a quello ottimale, ed il sistema è caratterizzato dalla presenza di un cosiddetto "energy-efficiency gap" o energy-efficiency paradox"<sup>22</sup>, fenomeno che ha dato luogo ad un ampio dibattito nella letteratura, volto non solo ad individuarne le ragioni ma anche a quantificarne la dimensione.

Gli scenari di intervento determinano quindi, al lordo di interventi correttivi da parte dei decisori, una sorta di "redistribuzione" del reddito, dai produttori e dai consumatori di energia verso i produttori di tecnologie di uso finale dell'energia.

D'altra parte, va sottolineato come sia presumibile che ciò possa produrre effetti positivi sul sistema economico nazionale.

---

<sup>21</sup> Secondo l'impostazione prevalente tra gli analisti energetici molti dei fattori che determinano questa situazione sono riconducibili a "fallimenti del mercato", da cui la necessità di un forte intervento pubblico. Secondo un altro approccio di teoria economica solo due degli ostacoli citati sono dovuti a veri e propri "fallimenti del mercato" (la presenza di costi esterni e l'esistenza di asimmetrie informative), per cui potrebbe essere sufficiente un intervento pubblico più ridotto (cfr. Fisher A.C. e Rothkopf M.H., *Market failure and energy policy. A rationale for selective conservation*, Energy Policy, 17(4), 1989; Sutherland R.J., *Market barriers to energy efficiency investments*, The Energy Journal, 12(3), 1991; Varone F., Aebischer B., *Energy efficiency: the challenges of policy design*, Energy Policy, vol. 29, 2001).

<sup>22</sup> Jaffe A.B. and Stavins R.N., *Energy-efficiency investments and public policies*, The Energy Journal, 15(2), 1994; Eyre N., *Barriers to energy efficiency: more than just market failure*, Energy and Environment, 8(19), 1997; Weber L., *Viewpoint. Some reflections on barriers to the efficient use of energy*, Energy Policy, 25(10), 1997.

### Il costo totale del sistema energetico

Il "costo totale del sistema" è una stima dell'insieme delle spese legate al funzionamento del sistema energetico. Esso è definito come la somma delle spese di investimento nelle tecnologie energetiche, dei costi di *operation and maintenance* (O&M) delle tecnologie energetiche (costi fissi e variabili), dei costi di importazione dell'energia (al netto delle esportazioni) e dei costi di produzione delle risorse interne, dei costi di trasporto e distribuzione dei combustibili, delle tasse e sussidi associati alle fonti energetiche, alle tecnologie, alle emissioni.

Nell'analisi dei sistemi energetici è di grande importanza disporre di una variabile che descriva l'effetto sul sistema di cambiamenti dei fattori (interni o esterni) che ne determinano l'evoluzione. Nella letteratura che fa uso di modelli per valutare costi e benefici delle possibili misure di politica energetica, il *costo totale del sistema* costituisce una delle suddette variabili. Va sottolineato come il costo del sistema energetico non misuri ovviamente i possibili benefici (o costi) *indiretti* delle misure, la cui stima risulta di difficile determinazione, come ad esempio i benefici o costi ambientali e gli effetti sulla sicurezza energetica, che richiedono pertanto una valutazione separata.

A condizione ovviamente che quest'ultimo sia in grado di attivare un'offerta in grado di corrispondere a questo aumento della domanda, sviluppando ad esempio nuove filiere industriali, con conseguenze significative in termini di occupazione e di crescita complessiva del paese.

Il modesto aumento complessivo della spesa per investimenti (negli scenari con politiche e misure) determinato dalla somma degli effetti dal lato della domanda e dal lato dell'offerta di energia, comporta a sua volta un aumento del *costo totale del sistema energetico* (vedi riquadro in alto), di cui è particolarmente significativo l'andamento nel corso dell'orizzonte temporale degli scenari (figure 5.55 e 5.56).

Infatti, l'aumento del costo totale del sistema energetico nell'evoluzione *alternativa* risulta crescente nella prima parte dell'orizzonte temporale, periodo nel quale le politiche energetiche impongono al sistema un forte aumento degli investimenti. Nel lungo periodo, però, la differenza di costo tra i due scenari si riduce progressivamente, fino a divenire negativa nel lunghissimo periodo.

Figura 5.55 - Evoluzione del "costo totale del sistema energetico" nello scenario tendenziale e nello scenario di intervento (2005=100)

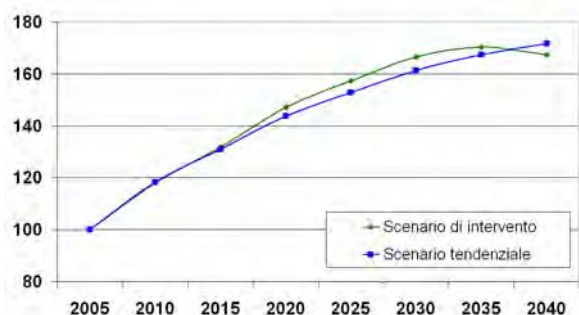


Figura 5.56 - Differenza nel "costo totale del sistema energetico" tra lo scenario di intervento e lo scenario tendenziale (%)

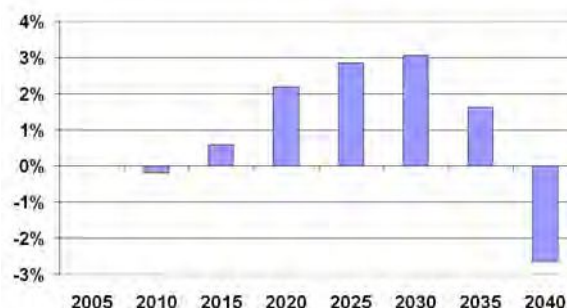


Figura 5.57 - Importazioni di petrolio e gas in due scenari (Mtep)

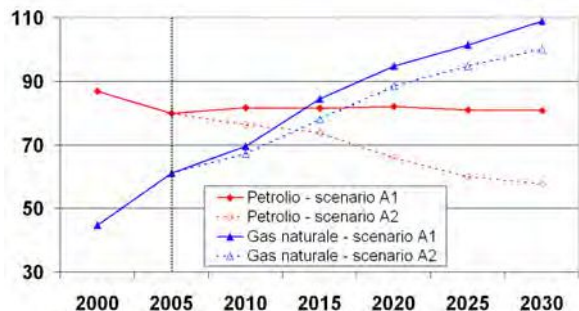
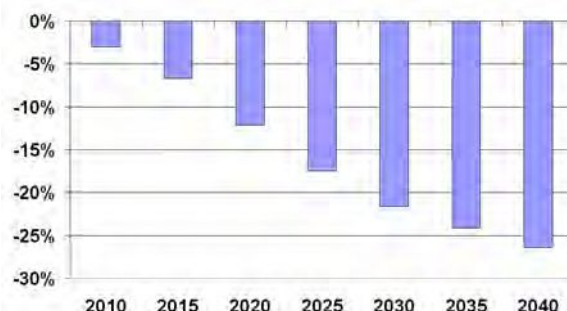


Figura 5.58 - Spesa per le importazioni di energia primaria: differenza tra scenario A1 e scenario A2 (%)



Nel corso del tempo, i maggiori investimenti effettuati determinano quelle riduzioni dei consumi energetici, e quindi del costo dell'energia, in primo luogo per la riduzione delle spese per le importazioni di energia. Riduzioni che nel lungo periodo permettono infine di arrivare a compensare completamente le maggiori spese legate agli investimenti in nuove tecnologie.

Inoltre, l'attivazione delle misure previste negli scenari di *intervento* può determinare una serie di benefici (diretti e indiretti), non sempre esprimibili in termini monetari: i suddetti consistenti risparmi delle spese per l'energia si aggiungono infatti ai benefici legati alla riduzione delle emissioni (benefici ambientali) e al significativo incremento della sicurezza energetica del paese. Negli scenari A2 e B2 l'import di petrolio si riduce infatti di valori compresi tra 15 e 25 Mtep (figura 5.57), l'import di gas naturale di circa 10 Mtep, con conseguenti risparmi della spesa per le importazioni di energia che superano il 10%.

Infine, è il caso di sottolineare come la valutazione delle possibili evoluzioni "alternative" del sistema energetico non possa evidentemente prescindere da valutazioni più generali, nelle quali il confronto dei costi e benefici interni al sistema energetico è affiancato da un confronto tra i vincoli e le opportunità del sistema produttivo nel suo insieme. Come analizzato più approfonditamente nel successivo capitolo 6, lo sviluppo tecnologico nel settore energetico può per un verso avere ricadute (dirette e indirette) sullo sviluppo tecnologico di tutto il sistema economico, e quindi sulle sue opportunità di crescita. Ma per un altro verso, ciò richiede la capacità, da parte del sistema, di attivare i processi di creazione di nuove competenze tecnologiche, mediante quei circuiti virtuosi che vanno dagli investimenti nella ricerca alla realizzazione di "piattaforme tecnologiche" nazionali su cui giocare la scommessa competitiva del paese.

### **Scenari di intervento: un confronto con gli obiettivi europei**

**Le misure di politica energetica previste negli scenari A2/B2 possono essere considerate ambiziose ma realistiche. Riduzioni maggiori dei consumi energetici sono possibili**

Tabella 5.7 – Riduzione media dei consumi energetici negli scenari di intervento (A2/B2) nel 2020 e nel 2030 (Mtep)

	Consumo di energia 2005	Consumo di energia 2020 (scen. A1)	Consumo di energia 2020 (scen. A2)	Riduzione consumi nel 2020 (%)	Consumo di energia 2030 (scen. A1)	Consumo di energia 2030 (scen. A2)	Riduzione consumi (%)
<i>Residenziale</i>	28	34	31	8%	35	30	13%
<i>Terziario</i>	15	22	20	9%	28	25	12%
<i>Trasporti</i>	44	56	52	6%	61	54	11%
<i>Industria</i>	41	48	46	4%	52	48	7%
<i>Totale</i>	128	161	151	7%	177	158	11%

Per comprendere meglio le misure di politica energetica e ambientale considerate negli scenari di *intervento* (A2/B2), e più in generale per provare a interpretare il "significato" di tali scenari, in particolare riguardo al livello di "ambizione" che li caratterizza, può essere utile confrontare gli effetti che essi producono in termini di riduzione dei consumi energetici con alcune valutazioni provenienti da altre fonti e/o ottenute mediante metodologie parzialmente diverse. La tabella 5.7 riassume dunque gli effetti che le misure di politica energetica e ambientale incluse negli scenari di intervento descritti fin qui hanno sui consumi energetici dei diversi settori di uso finale (paragonando scenari omogenei).

Una prima significativa valutazione è contenuta nel seguente paragrafo 5.3, nel quale i risultati degli scenari sono brevemente discussi alla luce di una ricognizione dettagliata delle caratteristiche tecnologiche del sistema energetico italiano, alla fine della quale viene effettuata una stima, per ciascun settore di uso finale, delle potenzialità di riduzione dei consumi realizzabili mediante aumenti di efficienza. Come si vedrà, le valutazioni di tipo prettamente tecnologico stimano livelli di riduzione potenziale dei consumi energetici non molto distanti dalle riduzioni determinate negli scenari A2/B2, a conferma che, come detto nella descrizione degli interventi qui considerati, tali scenari possono essere interpretati come risultato di misure di politiche energetiche "significative" ma allo stesso tempo "realistiche".

Un altro confronto interessante per i risultati degli scenari, sebbene non completamente corretto dal punto di vista metodologico, in quanto relativo a valutazioni non omogenee, può essere fatto con le recenti valutazioni della Commissione Europea, che negli ultimi due anni ha prodotto più di un documento sul tema dell'efficienza energetica.

Il primo di tali documenti in ordine cronologico è il Libro verde sull'efficienza energetica<sup>23</sup>, che fissava l'obiettivo, giudicato ambizioso, di ridurre entro il 2020 i consumi energetici dell'UE del 20% rispetto al consumo attuale, a fronte di stime di un potenziale tecnico di riduzione pari al 40% circa<sup>24</sup>. Considerando la prevista crescita dei consumi energetici nello scenario tendenziale (relativo all'UE), quell'obiettivo equivale a un valore inferiore al 20% del valore dei consumi del 2020, un dato comunque equivalente a più del doppio delle riduzioni previste negli scenari ENEA, per quanto non troppo distante dalle riduzioni previste al 2030.

Un più recente documento della Commissione UE, l'*Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential*<sup>25</sup>, riporta stime sul potenziale di risparmio energetico a livello settoriale (tabella 5.8).

La media pesata dei risparmi energetici complessivi è in questo caso pari a circa il 25,5%. Nello stesso documento è scritto chiaramente che il potenziale di risparmio utilizzabile entro il 2020 è però inferiore, e stimato pari al 20% complessivo, senza dettagli settoriali. Questa stima è riferibile a un potenziale di risparmio certamente condivisibile, che però non è direttamente confrontabile con i dati degli scenari qui presentati, in quanto anche negli scenari tendenziale è incluso un certo aumento di efficienza dovuto alla sostituzione di apparecchiature e processi alla fine della loro vita utile.

In altri documenti<sup>26</sup> il potenziale di risparmio viene invece stimato sulla base di quanto è ottenibile con concrete misure, e soprattutto i risparmi non sono assoluti bensì aggiuntivi rispetto a quanto già considerato nello scenario tendenziale (elaborato con il modello Primes). Quest'ultimo studio segue una metodologia simile a quella di questo lavoro ed i suoi risultati sono quindi direttamente confrontabili.

Tabella 5.8 – Riduzione possibile dei consumi energetici nel 2020 nell'Unione Europea secondo COM(2006)545

EU	Consumo di energia, 2005	Consumo di energia 2020, tendenziale	Aumento dei consumi energetici	Potenziale di risparmio energetico, Mtep	Potenziale di risparmio energetico, %
<i>Residenziale</i>	280	338	20,7%	91	27%
<i>Terziario</i>	157	211	34,4%	63	30%
<i>Trasporti</i>	332	405	22,0%	105	26%
<i>Industria</i>	297	382	28,6%	95	25%
<i>Totale</i>	1066	1336	25,3%	354	26,5%

<sup>23</sup> Commissione Europea, DG Energia e Trasporti, *Fare di più con meno. Libro verde sull'efficienza energetica*, 2005.

<sup>24</sup> Nel Libro verde sull'efficienza viene citato Lechtenböhmer, *The mid-term potential for demand side energy efficiency in the EU*, Wuppertal Institut, 2005: "Gli scenari da noi elaborati recentemente con riferimento alle politiche e alle misure (P&M) per l'UE-25 tracciano una "strategia ambiziosa" per conseguire riduzioni considerevoli delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020" (Relazione introduttiva della proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, COM(2003) 739). Altri studi citati nel Libro verde, alla base delle valutazioni, sono: MURE Database Simulation 2000, SOS Italy; Blok, Joosen, *Economic evaluation of sectoral emissions reduction objectives for climate change*, Ecofys, Utrecht, 2000; *Energy efficiency indicators*, Odyssee, Ademe, Parigi, 2004; *Powering profits: how companies turn energy efficiency into shareholder value*, Green Business Letter, aprile 2005; K. Blok, *Improving energy efficiency by 5 % and more per year*, in corso di pubblicazione nel Journal of Industrial Ecology; F. Krause, *The potential for more efficient electricity use in Italy*, The Energy Efficiency Challenge, WWF, 2005; *World energy assessment 2000 and 2004 update*, UNDP Website; European council for an energy efficient economy, *Proceedings 2005 summer study: energy savings, what works and who delivers?*, <http://www.eceee.org>

<sup>25</sup> Comunicazione della Commissione Europea del 19/10/2006 (COM(2006)545 final).

<sup>26</sup> Commissione Europea, Commission Staff Working Document, *Impact Assessment Report for the Action Plan for Energy Efficiency 2006* ([http://ec.europa.eu/energy/action\\_plan\\_energy\\_efficiency/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/action_plan_energy_efficiency/index_en.htm)).

Nel documento sono riportati i potenziali di 18 azioni prioritarie (si rimanda al documento citato per ulteriori approfondimenti), con un risparmio complessivo ottenibile in tal modo pari a circa il 18%.

La lista delle misure prevista dall'UE è molto estesa ed incisiva, in particolare una notevole enfasi è attribuita agli standard edilizi estesi ai piccoli edifici e alle ristrutturazioni, ai certificati bianchi, all'aumento della tassazione dei carburanti, alla generazione distribuita.

In diversi casi, come nei trasporti, si ritiene possibile cambiare completamente le scelte dei consumatori, in particolare l'aumento di efficienza complessivo dovuto solo alle automobili è pari ad oltre 1/4 del totale dei risparmi (a fronte di una stima inferiore al 10% negli scenari nazionali ENEA *di intervento*, per i motivi già descritti nell'analisi settoriale).

Un altro 25% del potenziale è attribuito a nuovi standard edilizi per piccoli edifici, che nel caso italiano non riescono ad andare negli scenari di intervento oltre l'8% (al 2020), sia a causa del basso tasso di ristrutturazioni annue rispetto al parco edilizio esistente che del più ridotto peso del riscaldamento sui consumi complessivi in Italia rispetto agli altri paesi UE.

Ipotizzando di non considerare il contributo delle azioni su automobili ed edifici, la riduzione dei consumi ipotizzata al 2020 dallo scenario europeo sarebbe pari al 9% circa, in linea quindi con quanto previsto negli scenari ENEA *di intervento*.

In definitiva, nel complesso, nei due scenari ENEA *di intervento*, il potenziale di riduzione dei consumi energetici (tabella 5.7 precedente), risulta pari al 7% circa nel 2020, in aumento fino all'11% circa nel 2030. Mentre come detto queste valutazioni concordano con la ricognizione delle tecnologie effettuata nel paragrafo che segue, esse presentano una differenza significativa con le valutazioni effettuate a livello comunitario, anche considerando per l'Italia un orizzonte di tempo più ampio per la diffusione delle tecnologie più efficienti.

Il confronto con le valutazioni comunitarie sembra dunque ulteriormente confermare che la corretta interpretazione degli scenari *di intervento* qui presentati sia quella di scenari rappresentativi di misure significative, di non banale attuazione, ma comunque "realistiche".

Ma come già detto, tali scenari non cercano di esplorare tutto ciò che è possibile ottenere in ogni settore, per cui riduzioni più consistenti sono certamente possibili, ipotizzando ad esempio, tra le altre cose, anche politiche di "risparmio energetico" (qui non considerate).



## APPENDICE 1.

### Tabella A1. – Dati principali degli scenari A1 e B1

		2004				scenario A1					scenario B1									
		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030					
<b>ENERGIA PRIMARIA</b>																				
<b>Produzione</b>		<b>scenario A1</b>														<b>scenario B1</b>				
Gas naturale	Mtep	14.0	16.5	13.7	10.0	8.7	7.2	6.0	5.7	5.0	8.7	7.2	6.0	5.7	5.0					
Petrolio	Mtep	4.7	5.2	4.6	6.1	5.4	5.2	4.7	4.4	4.8	5.4	5.2	4.7	4.4	4.8					
Carbone	Mtep	1.3	0.3	0.3	0.6	0.6	0.5	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.5	0.6					
Rinnovabili	Mtep	8.4	10.2	12.4	12.7	18.1	20.7	23.2	24.6	25.6	18.2	20.7	23.2	24.6	25.9					
<b>totale</b>	<b>Mtep</b>	<b>28.4</b>	<b>32.2</b>	<b>31.0</b>	<b>29.4</b>	<b>32.8</b>	<b>33.7</b>	<b>34.4</b>	<b>35.3</b>	<b>36.0</b>	<b>32.8</b>	<b>33.7</b>	<b>34.4</b>	<b>35.3</b>	<b>36.3</b>					
<b>Consumo interno lordo (Bilancio Energetico Nazionale)</b>																				
Gas naturale	Mtep	39.1	44.8	58.4	71.1	78.8	92.0	101.1	107.5	114.3	77.5	88.7	92.3	97.9	101.7					
Petrolio	Mtep	92.5	95.7	91.5	86.0	87.5	87.3	87.2	85.8	86.1	78.2	72.3	71.3	70.2	73.0					
Carbone	Mtep	15.8	12.5	12.9	16.9	16.6	16.9	17.2	18.6	20.1	16.6	17.0	17.2	15.2	15.3					
Rinnovabili	Mtep	8.4	10.4	12.9	14.0	19.1	21.6	24.0	25.4	26.5	19.1	21.6	24.0	25.5	26.8					
Elettricità importata	Mtep	7.6	8.2	9.8	10.8	12.6	11.5	9.7	7.8	6.9	12.8	11.5	9.7	7.8	6.9					
<b>totale</b>	<b>Mtep</b>	<b>163.4</b>	<b>171.6</b>	<b>185.4</b>	<b>198.7</b>	<b>214.5</b>	<b>229.4</b>	<b>239.2</b>	<b>245.2</b>	<b>253.9</b>	<b>204.1</b>	<b>211.1</b>	<b>214.5</b>	<b>216.6</b>	<b>223.6</b>					
Memo: Gross inland consumption (dato EUROSTAT)		153.1	161.5	172.5	184.8															
<b>ELETTRICITA'</b>																				
<b>Domanda sulla rete</b>	<b>TWh</b>	<b>235.1</b>	<b>261.0</b>	<b>298.5</b>	<b>330.4</b>	<b>377.7</b>	<b>420.6</b>	<b>457.7</b>	<b>491.3</b>	<b>522.9</b>	<b>359.8</b>	<b>393.6</b>	<b>417.3</b>	<b>437.7</b>	<b>455.2</b>					
<b>Effic. netta termoelettrica</b>	<b>%</b>			42.0%	43.5%	45.0%	47.2%	49.8%	51.3%		44.2%	45.6%	48.2%	50.7%	52.2%					
<b>Combustibili per la generazione elettrica (compresa cogenerazione e teleriscaldamento)</b>																				
Gas naturale	Mtep	8.0	9.3	18.4	28.5	34.2	42.0	46.7	49.1	52.4	33.2	41.5	42.7	46.0	48.1					
Prodotti petroliferi	Mtep	22.5	26.1	19.4	9.2	9.0	7.0	5.3	4.5	3.5	6.4	2.5	1.4	0.9	0.6					
Solidi	Mtep	8.4	6.1	6.9	11.7	12.8	12.8	12.8	13.9	14.8	12.3	11.8	12.1	10.0	9.3					
Rinnovabili	Mtep	7.7	9.2	11.3	11.0	15.9	18.0	19.8	20.3	20.6	16.0	17.5	19.8	20.2	20.4					
altri	Mtep	0.2	0.4	1.3	3.7															
<b>totale</b>	<b>Mtep</b>	<b>46.9</b>	<b>51.1</b>	<b>57.3</b>	<b>64.1</b>	<b>71.8</b>	<b>79.8</b>	<b>84.7</b>	<b>87.8</b>	<b>91.2</b>	<b>67.9</b>	<b>73.2</b>	<b>76.0</b>	<b>77.1</b>	<b>78.5</b>					
<b>Generazione elettrica (produzione netta, al netto dei consumi di centrale)</b>																				
<b>totale fossili</b>	<b>TWh</b>	<b>167.0</b>	<b>183.6</b>	<b>205.2</b>	<b>234.7</b>	<b>254.9</b>	<b>291.4</b>	<b>327.7</b>	<b>363.7</b>	<b>396.1</b>	<b>236.9</b>	<b>263.6</b>	<b>287.5</b>	<b>310.1</b>	<b>328.6</b>					
Grande idro	TWh		37.3	43.1	35.31	42.4	44.0	45.1	43.7	42.4	42.4	41.4	45.1	43.7	42.4					
Mini idro	TWh		7.4	8.1	7.61	7.6	7.6	7.6	7.2	5.3	7.6	7.6	7.6	7.2	5.3					
Geotermoel.	TWh		3.2	3.4	4.7	5.32	6.0	6.9	7.4	7.8	6.0	6.9	7.4	7.8	7.8					
Eolica + FV	TWh		0.0	0.01	0.6	2.34	8.1	11.5	14.3	17.0	8.1	11.5	14.3	17.0	18.4					
Biomassa / biogas	TWh		0.3	1.9	6.16	4.2	6.1	8.1	7.6	9.5	4.5	6.4	8.1	7.7	9.5					
<b>totale rinnovabili</b>	<b>TWh</b>	<b>48.2</b>	<b>48.5</b>	<b>58.4</b>	<b>56.7</b>	<b>68.4</b>	<b>76.1</b>	<b>82.5</b>	<b>83.3</b>	<b>83.4</b>	<b>68.7</b>	<b>73.8</b>	<b>82.5</b>	<b>83.4</b>	<b>83.4</b>					
<b>totale</b>	<b>TWh</b>	<b>214.9</b>	<b>232.0</b>	<b>263.6</b>	<b>291.5</b>	<b>323.3</b>	<b>367.6</b>	<b>410.2</b>	<b>447.0</b>	<b>479.5</b>	<b>305.5</b>	<b>337.4</b>	<b>370.0</b>	<b>393.5</b>	<b>412.0</b>					
<b>DOMANDA FINALE SETTORIALE</b>																				
<b>Domanda finale per settore</b>																				
industria	Mtep	36.5	36.9	39.5	41.1	43.3	45.2	47.7	50.0	52.0	42.4	43.7	44.7	45.4	46.2					
civile	Mtep	35.4	37.6	39.9	45.8	49.9	53.8	56.9	60.4	64.0	47.5	49.9	51.6	53.6	56.4					
trasporti	Mtep	33.6	37.8	41.5	44.3	48.7	53.0	56.1	58.4	60.7	46.3	48.3	49.9	51.5	54.5					
agricoltura	Mtep	3.1	2.9	3.2	3.4	3.6	3.7	3.8	3.8	3.8	3.5	3.6	3.7	3.6	3.7					
usi non energetici	Mtep	8.3	7.9	7.5	8.2	8.2	8.3	8.4	8.5	8.4	7.8	7.7	7.5	7.5	7.4					
bunkeraggi	Mtep	2.6	2.4	2.7	3.5	4.0	4.6	5.2	5.4	5.4	3.7	4.0	4.2	4.4	4.7					
<b>totale</b>	<b>Mtep</b>	<b>119.5</b>	<b>125.5</b>	<b>134.3</b>	<b>146.2</b>	<b>157.5</b>	<b>168.6</b>	<b>178.2</b>	<b>186.4</b>	<b>194.3</b>	<b>151.2</b>	<b>157.2</b>	<b>161.7</b>	<b>166.0</b>	<b>172.8</b>					
<b>EMISSIONI</b>																				
Settore energetico	Mt	134	138	148	160	168	181	188	189	193	151	152	155	151	154					
Industria	Mt	89	88	88	82	86	85	88	88	93	82	81	82	79	82					
Trasporti	Mt	103	113	121	128	140	150	157	160	165	133	136	139	141	147					
Civile	Mt	68	67	70	84	83	87	90	94	97	79	81	81	83	84					
Agricoltura	Mt	8	9	8	9	9	9	10	10	9	9	9	9	9	9					
<b>Totale emissioni CO2 da usi energetici</b>		<b>402</b>	<b>415</b>	<b>435</b>	<b>463</b>	<b>485</b>	<b>513</b>	<b>532</b>	<b>541</b>	<b>557</b>	<b>454</b>	<b>459</b>	<b>465</b>	<b>463</b>	<b>477</b>					
<b>INDICI</b>																				
Popolazione	migliaia	56,953	57,269	57,844	58,228	58,531	58,471	58,123	57,626	57,052	58,531	58,471	58,123	57,626	57,052					
PIL	mlrd EUR95	867	923	1,015	1,066	1,151	1,259	1,373	1,499	1,637	1,136	1,208	1,285	1,368	1,457					
TPES / capita	tep / capite	2.87	3.00	3.21	3.41	3.66	3.91	4.11	4.24	4.44	3.5	3.6	3.7	3.7	3.9					
CO2 / capite *	t <sub>CO2</sub> / capite	7.06	7.25	7.53	7.95	8.33	8.80	9.20	9.50	9.93	7.81	7.93	8.10	8.15	8.48					
TPES / GDP	Mtep/10 <sup>3</sup> EUR <sub>95</sub>	0.189	0.189	0.183	0.186	0.186	0.182	0.174	0.163	0.155	0.179	0.174	0.166	0.158	0.153					
INTENSITA' ELETTRICA	kWh / EUR <sub>95</sub>	0.271	0.283	0.294	0.310	0.327	0.333	0.332	0.327	0.319	0.316	0.325	0.324	0.319	0.312					
CO2 / TPES *	t CO2 / tep	2.46	2.42	2.35	2.33	2.28	2.25	2.24	2.24	2.24	2.25	2.20	2.20	2.17	2.17					

\* CO2 da combustione

**Tabella A2. – Dati principali degli scenari A2 e B2**

		2004				scenario A2					scenario B2					
<b>ENERGIA PRIMARIA</b>		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
<b>Produzione</b>																
							scenario A2					scenario B2				
Gas naturale	Mtep	14.0	16.5	13.7	10.0	8.7	7.2	6.0	5.7	5.0	8.7	7.2	6.0	5.7	5.0	
Petrolio	Mtep	4.7	5.2	4.6	6.1	5.4	5.2	4.7	4.6	5.8	5.4	5.2	4.7	4.6	5.9	
Carbone	Mtep	1.3	0.3	0.3	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5	0.6	
Rinnovabili	Mtep	8.4	10.2	12.4	12.7	19.4	23.6	27.9	29.4	30.8	19.4	23.9	27.3	29.1	30.4	
<b>totale</b>	<b>Mtep</b>	<b>28.4</b>	<b>32.2</b>	<b>31.0</b>	<b>29.4</b>	<b>34.1</b>	<b>36.6</b>	<b>39.1</b>	<b>40.3</b>	<b>42.2</b>	<b>34.1</b>	<b>36.9</b>	<b>38.6</b>	<b>40.0</b>	<b>41.8</b>	
<b>Consumo interno lordo (Bilancio Energetico Nazionale)</b>																
Gas naturale	Mtep	39.1	44.8	58.4	71.1	76.5	85.9	95.1	101.0	105.8	76.6	84.1	87.5	91.7	92.5	
Petrolio	Mtep	92.5	95.7	91.5	86.0	82.6	79.8	71.3	65.5	64.2	75.5	68.7	64.1	58.6	57.3	
Carbone	Mtep	15.8	12.5	12.9	16.9	16.4	15.4	13.5	15.6	16.6	16.1	13.2	12.4	14.5	14.6	
Rinnovabili	Mtep	8.4	10.4	12.9	14.0	20.2	24.5	28.9	30.5	31.9	20.3	24.9	28.4	30.2	31.5	
Elettricità importata	Mtep	7.6	8.2	9.8	10.8	12.6	11.5	9.7	7.8	6.9	12.8	11.5	9.7	7.8	6.9	
<b>totale</b>	<b>Mtep</b>	<b>163.4</b>	<b>171.6</b>	<b>185.4</b>	<b>198.7</b>	<b>208.3</b>	<b>217.0</b>	<b>218.5</b>	<b>220.5</b>	<b>225.3</b>	<b>201.3</b>	<b>202.4</b>	<b>202.2</b>	<b>202.7</b>	<b>202.9</b>	
Memo: Gross inland consumption (dato EUROSTAT)		153.1	161.5	172.5	184.8											
<b>ELETTRICITA'</b>		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
Domanda sulla rete	TWh	235.1	261.0	298.5	330.4	367.1	400.4	427.3	460.4	481.9	352.6	374.8	395.5	413.2	422.9	
Effic. netta termoelettrica	%			42.0%	44.2%	45.6%	48.5%	51.0%	53.0%		44.2%	46.0%	48.4%	50.8%	53.1%	
<b>Combustibili per la generazione elettrica (compresa cogenerazione e teleriscaldamento)</b>																
Gas naturale	Mtep	8.0	9.3	18.4	28.5	32.7	39.0	44.4	45.4	46.5	31.7	38.8	40.8	39.6	38.7	
Prodotti petroliferi	Mtep	22.5	26.1	19.4	9.2	7.8	5.7	2.6	1.4	0.3	6.0	1.8	0.7	0.4	0.3	
Solidi	Mtep	8.4	6.1	6.9	11.7	12.7	11.5	9.1	11.1	11.7	12.0	9.4	8.4	9.8	9.8	
Rinnovabili	Mtep	7.7	9.2	11.3	11.0	16.2	18.0	20.5	22.3	23.9	16.4	18.6	19.8	22.1	23.7	
altri	Mtep	0.2	0.4	1.3	3.7											
<b>totale</b>	<b>Mtep</b>	<b>46.9</b>	<b>51.1</b>	<b>57.3</b>	<b>64.1</b>	<b>69.3</b>	<b>74.1</b>	<b>76.6</b>	<b>80.2</b>	<b>82.4</b>	<b>66.2</b>	<b>68.6</b>	<b>69.7</b>	<b>72.0</b>	<b>72.5</b>	
<b>Generazione elettrica (produzione netta, al netto dei consumi di centrale)</b>																
<b>totale fossili</b>	<b>TWh</b>	167.0	183.6	205.2	234.7	242.9	267.4	290.5	322.5	340.2	227.3	239.7	259.6	275.8	283.3	
Grande idro	TWh		37.3	43.1	35.31	42.4	41.4	43.1	42.9	40.9	42.4	41.4	41.6	42.2	42.4	
Mini idro	TWh		7.4	8.1	7.61	7.6	7.6	7.6	7.2	5.3	7.6	7.6	7.6	7.2	5.3	
Geotermoel.	TWh		3.2	3.4	5.32	6.0	6.9	7.4	7.8	7.8	6.0	6.9	7.4	7.8	7.8	
Eolica + FV	TWh		0.0	0.01	0.6	8.8	14.2	19.1	23.1	27.6	8.8	14.2	18.0	22.1	27.1	
Biomassa / biogas	TWh		0.3	1.9	6.16	4.7	6.5	8.8	10.6	14.0	6.0	8.7	8.6	11.2	13.1	
<b>totale rinnovabili</b>	<b>TWh</b>	48.2	48.5	58.4	56.7	69.6	76.5	86.0	91.6	95.5	70.9	78.7	83.2	90.5	95.7	
<b>totale</b>	<b>TWh</b>	<b>214.9</b>	<b>232.0</b>	<b>263.6</b>	<b>291.5</b>	<b>312.5</b>	<b>343.9</b>	<b>376.5</b>	<b>414.2</b>	<b>435.8</b>	<b>298.1</b>	<b>318.3</b>	<b>342.8</b>	<b>366.3</b>	<b>379.1</b>	
<b>DOMANDA FINALE SETTORIALE</b>		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
<b>Domanda finale per settore</b>																
industria	Mtep	36.5	36.9	39.5	41.1	42.8	43.9	45.9	47.3	48.6	41.5	41.6	42.5	43.5	43.0	
civile	Mtep	35.4	37.6	39.9	45.8	48.6	50.7	52.2	54.1	56.2	46.8	47.2	47.5	48.9	50.1	
trasporti	Mtep	33.6	37.8	41.5	44.3	47.4	52.1	52.6	53.1	53.8	45.9	47.7	48.8	48.7	48.9	
agricoltura	Mtep	3.1	2.9	3.2	3.4	3.4	3.5	3.5	3.4	3.3	3.4	3.5	3.5	3.4	3.3	
usi non energetici	Mtep	8.3	7.9	7.5	8.2	8.1	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.6	7.4	7.4	7.1	
bunkeraggi	Mtep	2.6	2.4	2.7	3.5	4.0	4.2	4.4	4.1	4.4	3.7	4.0	4.2	4.1	4.5	
<b>totale</b>	<b>Mtep</b>	<b>119.5</b>	<b>125.5</b>	<b>134.3</b>	<b>146.2</b>	<b>154.4</b>	<b>162.6</b>	<b>166.5</b>	<b>170.0</b>	<b>174.3</b>	<b>149.0</b>	<b>151.6</b>	<b>153.9</b>	<b>156.0</b>	<b>156.8</b>	
									<b>0.0</b>					<b>0.0</b>		
<b>EMISSIONI</b>		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
Settore energetico	Mt	134	138	148	160	155	155	151	151	152	148	139	138	138	134	
Industria	Mt	89	88	88	82	83	77	75	77	82	78	72	70	74	75	
Trasporti	Mt	103	113	121	128	134	142	136	132	130	129	129	125	119	116	
Civile	Mt	68	67	70	84	81	81	80	79	80	78	76	71	71	69	
Agricoltura	Mt	8	9	8	9	9	9	9	9	8	9	9	9	9	8	
<b>Totale emissioni CO2 da usi energetici</b>		<b>402</b>	<b>415</b>	<b>435</b>	<b>463</b>	<b>461</b>	<b>464</b>	<b>451</b>	<b>447</b>	<b>452</b>	<b>442</b>	<b>424</b>	<b>413</b>	<b>410</b>	<b>403</b>	
<b>INDICI</b>		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
Popolazione	migliaia	56,953	57,269	57,844	58,228	58,531	58,471	58,123	57,626	57,052	58,531	58,471	58,123	57,626	57,052	
PIL	mlrd EUR95	867	923	1,015	1,066	1,151	1,259	1,373	1,499	1,637	1,136	1,208	1,285	1,368	1,457	
TPES / capita	tep / capite	2.87	3.00	3.21	3.41	3.5	3.7	3.7	3.8	3.9	3.4	3.4	3.4	3.5	3.5	
CO2 / capite *	t <sub>CO2</sub> / capite	7.06	7.25	7.53	7.95	7.93	8.01	7.85	7.93	8.09	7.51	7.22	7.11	7.15	7.10	
TPES / GDP	Mtep/10 <sup>3</sup> EUR <sub>95</sub>	0.189	0.189	0.183	0.186	0.180	0.172	0.158	0.146	0.137	0.175	0.166	0.156	0.147	0.138	
INTENSITA' ELETTRICA	kWh / EUR <sub>95</sub>	0.271	0.283	0.294	0.310	0.317	0.317	0.310	0.306	0.294	0.309	0.309	0.307	0.301	0.289	
CO2 / TPES *	t CO2 / tep	2.46	2.42	2.35	2.33	2.24	2.17	2.10	2.08	2.06	2.21	2.11	2.07	2.05	2.02	

\* CO2 da combustione



### **5.3 Prospettive di sviluppo di alcune tecnologie energetiche innovative**

Dopo l'analisi delle possibili evoluzioni del sistema energetico italiano preso nel suo insieme, sia pure con una particolare attenzione ai risvolti tecnologici di tali evoluzioni, le prospettive del sistema vengono qui analizzate concentrando l'attenzione sugli aspetti tecnologici.

L'analisi delle tecnologie si articola su tre principali *cluster*: tecnologie per l'efficienza energetica; tecnologie per le fonti rinnovabili, tecnologie per un futuro "carbon free". Si tratta di tecnologie che presentano aspetti innovativi tali che il loro maggiore o minore sviluppo può avere un impatto significativo nel determinare le caratteristiche fondamentali del futuro sistema energetico nazionale. Di tali tecnologie viene in primo luogo descritto lo stato dell'arte, in secondo luogo vengono effettuate alcune valutazioni circa le potenzialità, le prospettive di evoluzione dei costi e le possibili principali barriere che ne possono limitare lo sviluppo.

#### **5.3.1 Efficienza energetica nei settori di uso finale**

Gli obiettivi del Libro Verde sull'efficienza energetica della Commissione Europea<sup>27</sup>, in qualche modo anticipati nei valori a regime dei decreti per l'efficienza italiani, si situano attorno ad una riduzione progressiva dell'1% dei consumi di energia da fonte fossile, per ogni anno fino al 2020. In ogni modo si tratta di raggiungere, per l'Italia, circa 20 Mtep di minori consumi annui, da qui al 2015-2020. È in questo valore che vanno disegnate le scelte dei settori e le scelte tecnologiche. Ridurre i prelievi di fonti fossili è possibile mediante interventi di efficienza, con tempi di realizzazione medio-brevi e ritorni economici rapidi, mediante interventi infrastrutturali con tempi di realizzazione e ritorni economici medio-lunghi ed infine con la sostituzione delle fonti fossili con fonti rinnovabili, con problemi dei tempi e di economicità diversi da caso a caso, ma in genere lunghi o molto lunghi.

L'analisi delle opportunità di realizzazione di interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica nei macro settori di uso finale dell'energia sono stati analizzati in relazione ad alcuni fattori quali:

- A) il livello di obsolescenza del parco impianti,
- B) la capacità finanziaria per poter reperire capitali per realizzare gli interventi,
- C) il livello dei prezzi interni dell'energia,
- D) la necessità di realizzare interventi infrastrutturali complessi o di difficile attuazione,
- E) la presenza di strutture di servizio per le attività di progettazione e di gestione degli interventi.

#### **Settore industriale**

Il settore della attività produttive di beni e servizi nello scorso decennio ha visto forti riduzioni delle attività delle grandi imprese, specie di quelle energy intensive: diminuiscono i consumi industriali perché le popolazioni invecchiano e perché l'energia è contenuta nei prodotti che importiamo.

Analizzando il settore dal punto di vista del parametro A (obsolescenza del parco impianti) il settore non offre tantissime prospettive perché gli impianti di processo sono piuttosto moderni, c'è naturalmente un largo spazio di ottimizzazione nei servizi di base, ad esempio motori elettrici, aria compressa, illuminazione.

Nelle imprese manifatturiere si è avuta, nel recente passato, una forte riduzione dei consumi di calore grazie a processi efficienti ed al recupero di calore dagli affluenti liquidi e gassosi, recuperi necessari prima del trattamento di depurazione. L'automazione dei processi e l'azionamento delle pompe degli impianti di recupero di calore e dei sistemi degli impianti della depurazione ha richiesto maggiore uso dell'elettricità.

Dai due fenomeni deriva che il rapporto elettricità/calore si è alzato rispetto al passato, quindi ci sarebbe spazio per sostituire molti dei vecchi impianti di cogenerazione con impianti a vapore a contropressione, con rapporto elettricità/calore 1:10, con motori diesel o a gas con rapporto 1:1 o 1:2-3, quando occorre utilizzando la postcombustione per aumentare le

---

<sup>27</sup> Cfr. Commissione Europea, 2005, cit. Va sottolineato come tali obiettivi siano stati rivisti al rialzo nel più recente *Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential* (COM(2006)545).

temperature del vapore prodotto con i gas di scarico. Si potrebbero quindi sostituire almeno 2000 MW di vecchi impianti con una potenza tripla e un risparmio di circa 1,5 Mtep/anno.

Passando al parametro B (capacità finanziaria) il giudizio è negativo, in quanto le imprese hanno frequenti dubbi sulla loro futura attività, in genere non considerano l'energia come parte del loro core business e come prioritario settore di investimento (interventi tipo CIP6 sono stati efficaci ma costosi). Potenzialmente il campo dei servizi energetici alle imprese (motori, aria compressa, depurazione, cogenerazione in sala macchine) potrebbe essere attività per le società di servizi energetici (ESCO), ma finora i rapporti ESCO-industrie non sono decollati.

Ugualmente il parametro C è piuttosto negativo: le attività industriali sono sottoposte alla concorrenza delle imprese degli altri paesi, conseguentemente le loro forniture non sono mai state gravate di accise particolarmente alte che le avrebbero messe fuori mercato. D'altra parte solo per alcune tipologie di attività gli impianti operano in turno continuo ed allora l'alto fattore di carico al di sopra di 3200 ore/anno favorisce la redditività degli investimenti per l'efficienza.

I parametri D ed E portano infine ad un giudizio modestamente positivo, perché da una parte le industrie hanno in genere capacità di comprendere i fenomeni e di porre rimedio ma spesso la soluzione scelta ha oscillato, o meglio pendolato, per le fughe nella finanza e le fughe nella delocalizzazione.

Anche il tema delle necessità infrastrutturali è incerto, le imprese si ristrutturano in fretta ma i servizi chiesti al territorio, dai trasporti e tutti i temi della logistica, fino alla disponibilità di strutture di ricerca applicata settoriale e di stazioni di prova, hanno tempi molto lunghi sia per i processi amministrativo-burocratici, sia perché il radicamento nel territorio risulta spesso problematico e richiede tempi medio-lunghi di adattamento.

In conclusione si valuta che il settore delle attività industriali abbia la potenzialità di dare un contributo di 4-5 Mtep, se si riusciranno ad affrontare i problemi delle ESCO e dei servizi tecnologici. Per la tendenza alla elettrificazione dei consumi, la riduzione si concentrerebbe nei combustibili per usi termici.

## **Settore terziario**

Il settore terziario vede consumi energetici in continua espansione sia per la crescita delle nuove costruzioni che per ristrutturazione delle vecchie (ad es. centri commerciali e grandi infrastrutture del trasporto), sia per l'espansione dei consumi per il condizionamento estivo e per il maggior controllo delle condizioni climatiche interne.

Analizzato dal punto di vista del parametro A (potenzialità delle tecnologie), il settore terziario risulta di grande interesse, sia per l'entità dei volumi nuovi sia per lo spazio di tecnologie efficienti nei volumi esistenti. Infatti la spesa energetica nel terziario non è mai rilevante in termini assoluti per cui ha ricevuto in genere poca attenzione specifica, gli impianti sono spesso stati adeguati alle nuove esigenze della concorrenza senza un riesame globale di ottimizzazione delle apparecchiature stesse e della integrazione fra nuovi e vecchi impianti.

Lo spazio tecnico per interventi di efficienza deriva da due considerazioni:

- la crescita delle dimensioni degli insediamenti rende tecnicamente interessanti soluzioni, ad es. cogenerazione, che non erano proponibili nelle dimensioni precedenti;
- lo sviluppo della domotica ha prodotto un abbassamento dei costi per un controllo capillare della gestione dell'energia degli edifici del terziario.

Le due condizioni su esposte operano in sinergia per cui oggi sono in forte crescita gli edifici del terziario per i quali sono disponibili tecnologie energetiche economicamente efficaci, oltre ai grandi centri commerciali, stazioni e aeroporti già citati, si possono ricordare gli ospedali, i centri di calcolo, i grandi palazzi per uffici, le caserme ecc.

Fra le tecnologie sostenibili per i bisogni di calore si segnalano la cogenerazione e la trigenerazione, le pompe di calore reversibili, le caldaie a condensazione, il recupero di calore dall'aria di espulsione, dalle acque di scarico, dalle acque superficiali, dai gruppi frigoriferi, la cappottatura degli edifici, il solare termico, le caldaie automatizzate a biomassa funzionanti a pastiglie o a legno sminuzzato, il controllo centralizzato a zone del condizionamento, la contabilizzazione del calore alle varie utenze, le gestioni ottimali delle reti interne di calore con la diminuzione delle temperature e lo sfruttamento delle inerzie.

Fra le tecnologie per ridurre i prelievi di elettricità dalla rete si segnalano: gli schermaggi esterni delle superfici vetrate, le tecniche di illuminazione e del suo controllo, la regolazione centralizzata del condizionamento, l'utilizzo di calore di recupero negli assorbitori, il *freecooling* notturno, la deumidificazione con tecnologie solari, l'impiego di accumuli di ghiaccio per poter utilizzare l'elettricità nelle ore notturne, l'impiego di apparecchiature a LED, il controllo dei consumi delle apparecchiature in *stand-by*, infine il fotovoltaico.

La tecnologia del teleriscaldamento si presenta invece più problematica in quanto i consumi del terziario sono forti anche in estate, mentre le reti di calore non sono in genere progettate con temperature adatte ad azionare assorbitori per i consumi estivi. Inoltre in molte grandi infrastrutture del territorio esistono contemporaneità dei carichi elettrici e termici per cui sembra più appropriato che siano esse stesse a cogenerare, magari riunendo più edifici insieme, in sistemi consortili di infrastrutture del territorio, nel quadro delle iniziative urbanistiche dei Piani Risanamento Urbanistico e Sviluppo Sostenibile del Territorio.

Anche il secondo parametro B, quello della capacità finanziaria, è fortemente positivo perché tante attività, specie quelle delle Pubbliche Amministrazioni, hanno rischio d'impresa bassissimo, ad es. ospedali, ed in generale non sono esposti alla concorrenza internazionale e perciò sono la sede ottimale per attivare il finanziamento tramite terzi da parte di ESCO. In ogni caso, in genere sono attività in forte espansione, con frequente rinnovo dell'impiantistica per tenere le prestazioni in linea con la concorrenza, infine le spese energetiche sono percentualmente limitate rispetto ad altri investimenti per cui non si hanno in genere difficoltà di accesso al credito.

Anche il terzo parametro C, quello delle economicità degli interventi, rispetto alle tariffe ed al fattore di carico, è fortemente positivo. Al di fuori di attività quali gli alberghi e le case di cura, nel terziario si pagano tariffe elevate come nel settore domestico mentre in molte applicazioni il fattore di carico è pari a quello dell'industria a ciclo continuo. Queste due considerazioni sono quelle fondamentali per garantire l'economicità degli interventi.

Il quarto parametro D è invece più incerto, infatti da una parte le grandi infrastrutture private hanno già avviato interventi e possono decidere in fretta, dall'altra nel pubblico ci sono tempi lunghi per sbloccare i processi decisionali, basta vedere come ancora tanti ospedali non hanno rapporti operativi per finanziamenti, da parte di ESCo, di impianti energetici, limitandosi a chiedere un generico servizio energia soprattutto per scaricarsi di una responsabilità. Altro settore molto statico, per incapacità di organizzare le scelte, è quello delle medie-piccole infrastrutture commerciali, in genere concentrate nelle estreme periferie cittadine in aree di espansione, aree nelle quali sarebbe interessante ed efficiente realizzare impianti consortili, al servizio dei vari nuclei, in modo da sfruttare possibili sinergie, installare potenze di taglia maggiore con rendimenti più alti e minori costi di gestione e manutenzione, valorizzare gli scarichi, i rifiuti e gli effluenti.

Infine, il parametro E è ugualmente incerto, in quanto il settore, in crescita tumultuosa, salvo rari casi non ha sviluppato proprie infrastrutture di progettazione e realizzazione, il forte individualismo degli imprenditori in crescita non è stato adeguato ad anticipare l'arrivo delle grandi catene straniere, e ancora in anni di staticità non si è stati capaci di sviluppare uno stile italiano delle infrastrutture, che le faccia riconoscere a colpo d'occhio come avviene per molti prodotti del made in Italy. La mancanza di autonomia culturale fatalmente porterà a soluzioni mutuare dagli altri contesti e non sviluppate pensando alle nostre condizioni.

Alla fine dell'analisi il settore appare di grande interesse per gli interventi di efficienza, per il 2005 i consumi del settore sono stati pari a circa 17 Mtep e sono ipotizzabili interventi in 10 anni tali da produrre minori consumi pari al 30-40% di tale valore, quindi pari a circa 5-7 Mtep. Anche in questo caso è prevedibile che la riduzione avvenga prevalentemente negli usi termici.

## Settore residenziale

I consumi energetici nel settore residenziale sono fortemente legati alle condizioni demografiche; negli ultimi 30 anni la popolazione non è cresciuta, nonostante gli immigrati, ma è invecchiata, in pratica c'è una generazione in più di anziani che vive da sola in casa propria. Il numero delle famiglie cresce, cresce il numero degli appartamenti, anzi il loro numero cresce ancor di più, con milioni di seconde case vuote 10 mesi all'anno. Cresce anche la superficie degli appartamenti e cresce la percentuale di quelli scaldati, ugualmente crescono i consumi all'interno delle abitazioni con inizio di penetrazione del condizionamento estivo. Il basso livello tecnologico del settore da cui si è partiti in Italia negli anni 60 ha fatto sì che dal 1975 al 2000 il consumo medio per metro quadro di superficie riscaldata sia comunque diminuito del 27%.

Analizzando il settore nei riguardi del parametro A, si vede come sussista in questo settore un enorme spazio potenziale in cui le tecnologie penetrano lentamente attraverso il rinnovo e le ristrutturazioni. La lista delle tecnologie utilizzabili è lunghissima e riguarda sia l'impianto (solare termico per l'acqua sanitaria, caldaie a biomasse, stufe a biomasse, caldaie a condensazione, pompe di calore con geotermia o acque di superficie), che l'involucro edilizio (isolamenti "a cappotto", infissi a tenuta, limitazione dei ponti termici, ricambio d'aria meccanico con recupero, fino alle tecnologie dell'edilizia bioclimatica).

Difficile invece generalizzare la possibile introduzione della cogenerazione: infatti il teleriscaldamento di grandi impianti sconta la difficoltà del costo della rete, del basso fattore di carico e, quando non utilizza rifiuti solidi, biomasse e carbone, come nel caso di Brescia, si ottiene un limitato risparmio in termini di fonti fossili. La minicogenerazione domestica ha dei grossi limiti per i bassi rendimenti e la limitata possibilità di conciliare i diagrammi di carico elettrico e termico; verosimilmente si potrà diffondere solo e dopo che le celle a combustibile avranno raggiunto affidabilità e costi adeguati. Sembrano invece potenzialmente più efficaci le reti di distretto, con le macchine localizzate presso una grossa struttura di assorbimento di calore e capaci di servire le abitazioni circostanti.

Per quanto riguarda i consumi di elettricità ci sono ancora barriere di sistema, le lampade compatte sono già molto diffuse ma talvolta è difficile usarle nei lampadari che spesso richiedono lampade ad incandescenza ed ad alogeni perché più leggere e più piccole; per il condizionamento si sono affermati nel mercato apparati di importazione di basso costo senza alcuna verifica di qualità tecnica e in questo caso l'introduzione di standard di riferimento potrebbe consentire importanti risparmi. Analogamente nel settore degli elettrodomestici, nel quale si sta consolidando anche in Italia una nuova attenzione alla classe di efficienza.

L'analisi del parametro B, capacità finanziaria, comporta un approccio più sociologico che tecnico. Le famiglie italiane sono ancora oggi meno indebitate che in altri paesi; scottati dalla bolla speculativa hanno forti risparmi in buoni del tesoro, rispetto a questo tipo di investimento anche il fotovoltaico per autoconsumo diventa conveniente. Gli investimenti sugli edifici rivalutano il capitale quindi sono poco rischiosi per cui si può immediatamente valutare che le famiglie, se convinte e se protette con formazione e controlli delle truffe di fornitori inadeguati, hanno mediamente adeguata capacità finanziaria.

Il parametro C dà una risposta positiva, dovuta alle alte tariffe.

Il parametro D dà ugualmente risposta positiva, salvo le soluzioni delle grandi reti di teleriscaldamento.

Il parametro E è invece quello più problematico per la bassa qualificazione di molti operatori e la frammentazione delle imprese. La bassa qualità delle nostre imprese dell'edilizia e dell'impiantistica ha avuto la sua conferma con il fallimento della campagna per il solare termico nel 1981-82, fallimento che ha bruciato la tecnologia per venti anni.

Ai fini dell'analisi il settore appare di grande interesse per gli interventi di efficienza: rispetto ai consumi rilevati nel 2005, pari a circa 29 Mtep, sono ipotizzabili interventi tali da produrre in 10 anni minori consumi pari al 30-40% di tale valore, quindi pari a circa 8-11 Mtep, con un rapporto tra usi elettrici e usi termici pari all'incirca a 1/3 e 2/3.

## Trasporti

Il campo dei mezzi di trasporto vede rilevanti innovazioni, basti pensare ai diesel veloci ad iniezione diretta, che si trasferisce solo in parte nei consumi, sia perché le norme di sicurezza hanno appesantito i mezzi, sia perché c'è la tendenza ad acquistare veicoli sempre più potenti e più grandi. L'aumento del numero dei mezzi ed il peggioramento delle condizioni di traffico per ora compensano quanto guadagnato dai motori.

Considerando la griglia di parametri già utilizzata per gli altri settori, l'analisi del parametro A risulta, almeno nel breve periodo, piuttosto critica: in attesa di rendere disponibile un sistema basato su un nuovo vettore come l'idrogeno, faticano infatti ad affermarsi soluzioni come l'auto elettrica o ibrida che si basano su tecnologie già disponibili in grado di determinare effetti positivi sia in termini di efficienza complessiva che di impatto ambientale.

Particolarmente critica la valutazione del parametro B, in quanto la competenza sul traffico urbano è dei Comuni, che però non dispongono di risorse finanziarie da investire nel settore.

Il parametro C porta ugualmente a risultati negativi, perché oggi il costo della benzina non sembra un dato in grado di incidere in modo significativo sulle scelte.

Il parametro D porta anch'esso a pareri negativi, visti i tempi necessari a realizzare nuove infrastrutture.

Infine, il parametro E dà risultati positivi per quanto riguarda i mezzi di trasporto, ma del tutto negativi per il traffico e le infrastrutture.

In sintesi, valutazioni quantitative sono in questo caso difficili, ma i consumi del settore tendono a crescere, contrastati solo dall'invecchiamento della popolazione.

## Una valutazione di sintesi

Sulla base delle considerazioni esposte, l'obiettivo di interventi di efficienza in grado di ridurre il prelievo di fonti fossili di 20 Mtep, può essere raggiunto attraverso:

- un contributo di 3÷4 Mtep nel settore delle industrie dell'energia,
- un contributo di 4÷5 Mtep nel settore delle industrie produttive,
- un contributo di 5÷6 Mtep nel settore terziario,
- un contributo di 8÷11 Mtep nel settore residenziale,
- un contributo più modesto e difficilmente quantificabile nel settore trasporti.

Un dato che è il caso di sottolineare è che queste valutazioni aiutano a comprendere e interpretare meglio i risultati (descritti nel paragrafo precedente) dell'analisi quantitativa effettuata con il modello Markal-Italia, con particolare riferimento agli scenari A2/B2, caratterizzati dalla considerazione di politiche e misure energetiche e ambientali volte (tra le altre cose) all'efficienza energetica. Come detto nella descrizione delle misure lì considerate, tali scenari non cercano di esplorare tutto ciò che è possibile ottenere in ogni settore, ma quanto sembra realisticamente possibile ottenere nel sistema nel suo insieme.

Il confronto fra i due approcci mostra dunque come i risultati degli scenari A2/B2 siano sostanzialmente in linea con le valutazioni di tipo più prettamente tecnologico, sia pure con la significativa differenza che negli scenari ENEA i livelli di riduzione potenziale vengono "avvicinati" con circa un decennio di ritardo. Ciò a conferma dell'approccio "realistico" con cui si è cercato di costruire gli scenari, laddove le stime di tipo tecnologico si riferiscono a valori di riduzione "potenziali" dei consumi.

Un dato più di dettaglio che emerge dal confronto fra i due approcci riguarda la composizione settoriale delle riduzioni dei consumi energetici. Le considerazioni di tipo tecnologico sembrano indicare che, rispetto agli scenari A2/B2, c'è forse spazio per ottenere riduzioni più consistenti nel settore civile, residenziale in particolare; mentre la scarsa fiducia che esse esprimono circa le possibilità di riduzione dei consumi nei trasporti, a fronte di riduzioni significative negli scenari di intervento, induce a riflettere sulle notevoli difficoltà che può incontrare l'effettiva realizzazione delle misure previste in tali scenari per il settore trasporti.

## **5.3.2 Alcune tecnologie delle fonti rinnovabili**

### **5.3.2.1. La tecnologia fotovoltaica**

#### **Descrizione e stato dell'arte**

Nel panorama delle fonti rinnovabili il solare fotovoltaico si distingue per la semplicità e la modularità del sistema di conversione energetica (le potenze del generatore vanno da poche decine di W a qualche MW), il basso impatto ambientale (non viene prodotto, unitamente all'energia elettrica, né calore né rumore) e la richiesta di manutenzione molto contenuta (non vi sono parti meccaniche in movimento, soggette a usura). La tecnologia fotovoltaica, infatti, è caratterizzata da un processo di conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica, che avviene interamente all'interno del dispositivo fotovoltaico. Essa è relativamente giovane, nata nei primi anni 50 per le applicazioni nello spazio e solo a seguito della prima crisi petrolifera le attività di ricerca e sviluppo vennero finalizzate anche per le applicazioni terrestri. La scarsa maturità tecnologica, quindi, se da un lato lascia sperare in interessanti margini di miglioramento nel futuro, dall'altro è la principale causa di una competitività economica attualmente conseguita solo in alcune specifiche tipologie di applicazioni.

Gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica si distinguono, sia per uso finale (alimentazione di utenze isolate o immissione dell'energia nella rete elettrica), sia per la configurazione del sistema di captazione dell'energia solare (fotovoltaico piano, in generale fisso, o fotovoltaico a concentrazione). La durata di vita dei sistemi fotovoltaici è generalmente compresa tra i 20 e i 30 anni, ma qualora sia presente un sistema di accumulo, le batterie devono essere sostituite ogni 5/10 anni (o anche più spesso nelle regioni molto calde o se soggette a frequenti cicli di carica e scarica).

La quasi totalità degli impianti oggi installati è del tipo piano fisso: i moduli fotovoltaici sono ancorati a strutture di sostegno, tipicamente metalliche, poggiate al suolo o su solai piani o che costituiscono esse stesse strutture di coperture, di pensiline, di facciate o altre parti strutturali di edifici e manufatti. Non sono più di qualche decina, a livello globale, gli impianti fotovoltaici piani che usano strutture d'inseguimento del moto apparente del sole, tutte su uno solo dei due assi (a dimostrazione, di fatto, della scarsa convenienza di tale soluzione tecnologica). La diffusione degli impianti a concentrazione (il fattore di concentrazione è tipicamente compreso tra qualche decina e qualche centinaia di *sol* e realizzato mediante sistemi ottici, sul cui fuoco è posizionato il dispositivo fotovoltaico), per i quali è invece d'obbligo l'inseguimento, risulta di fatto limitata a quelle aree geografiche ove si ha un elevato rapporto di radiazione solare diretta su quella diffusa (climi secchi delle aree desertiche). Per quanto riguarda la taglia (*potenza nominale* o di *picco*) degli impianti di produzione di energia elettrica, va ricordato un cambio di strategia registrato nei primi anni 90 a livello internazionale. Più precisamente, dopo aver puntato inizialmente alla realizzazione di grosse centrali (nella convinzione di conseguire apprezzabili economie di scala), l'attenzione è stata gradatamente rivolta alle applicazioni integrate nell'edilizia, per le quali le convenienze economiche si stanno dimostrando significativamente più interessanti di quelle ottenute grazie ai fattori di scala. Inoltre, la recente disponibilità sul mercato di moduli fotovoltaici flessibili, di moduli semitrasparenti, di moduli colorati, di tegole fotovoltaiche e di altro ancora ha ulteriormente favorito il ricorso del fotovoltaico integrato nelle strutture edilizie, evidenziandone così un valore aggiunto, in termini architettonici e bioclimatici.

Il mercato fotovoltaico mondiale è cresciuto negli ultimi 10 anni ad un ritmo compreso tra il 30% e il 40% annuo, grazie, sia alla progressiva riduzione di costi intrinseci della tecnologia fotovoltaica, sia all'attuazione di politiche di sostegno finanziario pubblico, in paesi quali Giappone, Germania, USA, Olanda, Svizzera, Spagna e Austria. In questi ultimi anni sono state avviate analoghe iniziative in Italia che stanno portando a un forte incremento della potenza installata (circa 50 MW al 2006).

In termini di produzione commerciale sono oggi di fatto disponibili due tecnologie di dispositivi fotovoltaici: la prima, basata sul silicio cristallino (mono- e multi-cristallino), e la seconda basata sui film sottili (tra i quali il silicio amorfo e i policristallini). La tecnologia del silicio cristallino è la più consolidata tra tutte: il processo di fabbricazione dei dispositivi è ad alto contenuto energetico e piuttosto complesso, ma si raggiungono comunemente buone efficienze di conversione (dal 13% a oltre il 20% in fabbrica).

Quella dei film sottili, più recente, offre un insieme di vantaggi che, a seconda dei casi, compensano pienamente efficienze di conversione più contenute (in generale, non superiori al 12% per prodotti commerciali). I moduli fotovoltaici realizzati con dispositivi al silicio cristallino occupano una percentuale intorno al 96% del mercato mondiale, mentre la restante parte del mercato a film sottile riguarda essenzialmente quelli al silicio amorfo e, solo parzialmente, quelli basati su celle a film sottile policristallino. Le cause di ciò sono varie e non sempre ben determinate: nel caso dei moduli al silicio amorfo a singola giunzione, le basse efficienze di conversione della luce solare in energia elettrica (6-8%) ne limitano la domanda, mentre persiste una non più giustificata diffidenza degli utenti nei confronti dei moduli a tripla giunzione (sempre al silicio amorfo); negli altri casi, cioè dei moduli a film sottile policristallino, la causa più diffusa consiste nella difficoltà di reperirli in commercio.

### **Costi e potenziale di riduzione**

Nel processo di transizione verso un sistema energetico globale sostenibile, i sistemi solari fotovoltaici sono considerati una tecnologia chiave, ma la loro diffusione, al di là di alcune applicazioni "di nicchia", è ancora oggi limitata principalmente a causa degli alti costi dell'energia elettrica prodotta.

Nelle applicazioni in connessione alla rete, il costo del modulo incide per circa la metà del costo dell'intero impianto installato; il resto dei costi riflette il costo del cosiddetto BOS (Balance Of System), cioè degli altri componenti di sistema, come l'elettronica di condizionamento e controllo della potenza elettrica, i dispositivi di protezione e d'interfacciamento alla rete e le strutture di supporto del modulo. Nei sistemi integrati negli edifici, invece, il costo del modulo pesa per circa 2/3. Essendo il BOS essenzialmente costituito da componenti le cui tecnologie sono alquanto mature e considerato, inoltre, che i costi di gestione e manutenzione sono bassi (difficilmente superano, in media, il 2% dei costi di investimento), ne consegue che la diminuzione del costo del kWh prodotto può essere conseguita primariamente attraverso la riduzione del costo del dispositivo fotovoltaico. Buona parte, quindi, della potenziale riduzione dei costi del fotovoltaico è attesa dall'attività di ricerca e sviluppo, rivolta al miglioramento di materiali, processi ed efficienze di conversione dei dispositivi fotovoltaici; altre riduzioni possono, inoltre, essere ottenute sia mediante la standardizzazione e/o la modularità di componenti, progetti, assemblaggio e procedure d'installazione, sia attraverso l'incremento dei volumi di produzione e le economie di scala.

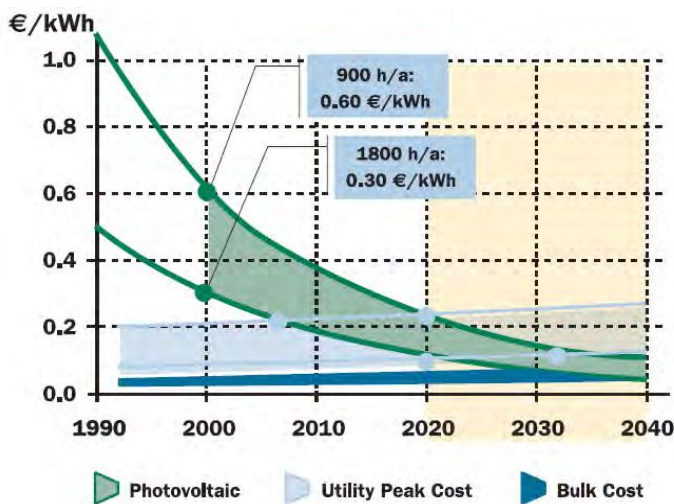
Il costo totale medio di fornitura e installazione "chiavi in mano" è compreso tra 6 e 8 €/W<sub>p</sub> nel caso dei sistemi collegati alla rete (la parte bassa della fascia si riferisce a sistemi integrati negli edifici) e varia in relazione alla maturità del mercato locale e ad altre condizioni specifiche. I sistemi stand-alone sono più costosi (a causa del sistema di accumulo elettrico che, peraltro, comporta spese di manutenzione non del tutto trascurabili), ma possono risultare competitivi con altri sistemi autonomi di piccola taglia, specialmente nelle aree remote.

Il costo dei moduli fotovoltaici è sistematicamente e apprezzabilmente diminuito nel tempo; attualmente, il costo dei moduli fotovoltaici standard è pari a circa 3 €/W<sub>p</sub>, e si ritiene che sia destinato a diminuire sensibilmente nei prossimi anni, fino a raggiungere un valore prossimo a 0,5 €/W<sub>p</sub> dopo il 2020.

Secondo alcuni studi di settore, per raggiungere una penetrazione massiccia del fotovoltaico sul mercato, i costi di investimento *totali* dei sistemi connessi alla rete dovrebbero scendere intorno ai 1000 €/kW<sub>p</sub>. Ai "tassi di apprendimento" (*learning rates*) sperimentati finora e ipotizzando un aumento della diffusione del 15% circa per anno, il costo della tecnologia fotovoltaica non si attesterebbe su questo livello prima del 2030 (AIE, 2006). Gli investimenti necessari per raggiungere questi obiettivi sono inevitabilmente di grossa dimensione, principalmente destinati alle attività di ricerca e sviluppo e tali da richiedere azioni concertate da parte dei governi nazionali.

Sulla base delle installazioni a oggi realizzate e sebbene parte di esse siano state effettuate per fini sperimentali (caratterizzate, quindi, da costi di investimento elevati) si può azzardare un costo attuale dell'energia elettrica fotovoltaica collocabile tra 0,30-0,60 €/kWh, cioè ben al di sopra di quello relativo alle fonti convenzionali.

Figura 5.59 - Proiezione della riduzione dei costi della tecnologia fotovoltaica al 2040 (€/kWh)



Fonte: *A Vision for Photovoltaic Technology*, Commissione Europea, DG Ricerca (2005)

Naturalmente, il costo più alto si riferisce a impianti contraddistinti da maggiori costi d'investimento (le applicazioni stand-alone costituiscono un tipico esempio) e operanti in condizioni d'irraggiamento poco favorevoli (per esempio, 900 ore equivalenti all'anno).

In figura 5.59 è riportata la proiezione della riduzione dei costi: il sensibile decremento nel tempo del costo dell'energia fotovoltaica viene confrontato con il tenue incremento di costi atteso per la produzione di energia da fonte tradizionale, per soddisfare la domanda di base (*bulk cost*) e quella di picco (*utility peak cost*). In particolare, per quanto riguarda il picco della domanda (ormai allocato durante le ore più calde dei mesi estivi, cioè in concomitanza con il picco di produzione da fotovoltaico), va notato che nei mercati elettrici liberalizzati è probabile che i produttori riescano a ottenere prezzi maggiori durante i periodi di picco della domanda di energia, per cui l'energia da fotovoltaico potrebbe risultare competitiva prima di quanto previsto dallo studio comunitario.

### Ricerca e sviluppo e prospettive tecnologiche

Il costo d'investimento e la producibilità di un impianto sono, di fatto, gli unici fattori che determinano il costo dell'energia elettrica prodotta mediante la tecnologia fotovoltaica e sono, a loro volta, fortemente dipendenti dalle caratteristiche del materiale impiegato e dai processi utilizzati nella fabbricazione del dispositivo o, in altri termini, dall'efficienza di conversione e dal costo di produzione del dispositivo stesso. L'attuale efficienza di conversione delle celle commerciali al silicio cristallino è, come già riportato, compresa tra il 13% e oltre il 20%, mentre per i moduli al silicio amorfo essa varia tipicamente tra il 6% e il 12% (il valore più elevato riguarda, in generale, i dispositivi a tripla giunzione).

La ricerca nel settore fotovoltaico è essenzialmente concentrata, quindi, sulle tecnologie di fabbricazione dei dispositivi e, in misura minore, sui materiali in un'ottica di più lungo termine; essa, inoltre, si distingue fortemente per settore di applicazione.

Per quanto riguarda il fotovoltaico per gli usi terrestri, le attività di ricerca e sviluppo riguardano quattro principali direttrici: silicio cristallino (nel medio termine), film sottili e i dispositivi a bassissimo costo (nel medio-lungo termine) e i dispositivi ad altissima efficienza (nel lungo termine).

La tecnologia del silicio cristallino è quella più matura ed è considerata dagli operatori quella che dominerà il mercato (con quote del 90-95%) per i prossimi 10 anni nonostante i limitati margini di miglioramento tecnologico; l'attenzione dei ricercatori è concentrata sull'ottimizzazione dei processi industriali per la riduzione dei costi e l'aumento delle efficienze.

Relativamente ai film sottili, l'attenzione della ricerca è stata in massima parte rivolta al silicio amorfo, depositato anche su substrati flessibili di grande area, in un'ottica di maggiore integrazione negli edifici della tecnologia fotovoltaica.



In particolare, diversi laboratori di ricerca di base hanno lavorato per migliorare l'efficienza di conversione delle celle solari su piccola area mentre la ricerca industriale puntava a effettuare lo *scale-up* della tecnologia sulla larga area. In tempi più recenti, sostanziali progressi sono stati registrati nello sviluppo di celle a base di telluriuro di cadmio (CdTe), di diseleniuro di indio e rame (CIS), di diseleniuro di indio rame e gallio (CIGS) e di altri film sottili policristallini, per i quali acquista spesso importanza lo sviluppo di substrati trasparenti flessibili e di film trasparenti conduttori. I moduli al CdTe, per esempio, stanno dimostrando una buona stabilità ai vari test di invecchiamento accelerato. L'interesse per questa tecnologia è anche italiano: tra gli impegni del Governo sull'attuazione nazionale del Protocollo di Kyoto figura un progetto pilota per la realizzazione di moduli fotovoltaici a film sottile e ad alta efficienza (impianto in fase di realizzazione in Lombardia). Il mondo della ricerca guarda con attenzione anche al silicio microcristallino, un materiale che, rispetto al silicio amorfo, ha caratteristiche strutturali tali da consentire la realizzazione di dispositivi con un'efficienza stabile più elevata.

Per quanto riguarda le celle a bassissimo costo (inferiore a 1 €/W<sub>p</sub>), appaiono molto promettenti i dispositivi basati sull'uso di materiali organici (polimeri) con tecniche di stampa per la produzione di celle (*printed organic solar cell*) o altri materiali e quelli ibridi (organici/inorganici) e a base di ossido rameoso (Cu<sub>2</sub>O), i cui bassi valori di efficienza di conversione e stabilità nel tempo, sebbene in aumento, attualmente limitano la diffusione della tecnologia.

In un'ottica decisamente più lontana, sono inquadrare le attività esplorative su nuovi materiali e strutture del dispositivo fotovoltaico ad altissima efficienza (dell'ordine del 40%) recentemente avviate presso i principali centri di ricerca come ad esempio quelli basati su multigiunzione III-V su materiali "Intermediate Bond" (Quantum Dot e Impurity Photovoltaic solar cell). Gli approcci e le strade intraprese sono alquanto diversi tra loro e tutti, per il momento, ad elevato rischio.

Tra le altre attività di ricerca e sviluppo intraprese a livello internazionale, sebbene con un impegno complessivo mediamente più contenuto, figura il fotovoltaico "a concentrazione".

Gli impianti fotovoltaici a concentrazione si distinguono da quelli piani essenzialmente per il fatto che la radiazione solare viene concentrata da un opportuno sistema ottico, prima di raggiungere la cella fotovoltaica. Tale soluzione tecnologica comporta sia l'impiego di sofisticate celle ad alta efficienza, sia di un complesso sistema di "inseguimento" solare e punta ad accelerare il processo di abbattimento dei costi, diminuendo in maniera significativa l'incidenza della parte fotovoltaica, che viene sostituita con materiali semi-convenzionali meno costosi.

### **Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione della tecnologia in Italia**

La tecnologia fotovoltaica può essere usata tanto per la produzione centralizzata quanto per quella decentralizzata di elettricità. Il potenziale di diffusione della tecnologia è enorme (stime di fonti autorevoli superano abbondantemente i 100 TWh<sup>28</sup>), ma al momento, a meno di un *break-through* tecnologico, è difficile immaginare che essa possa raggiungere una diffusione di massa prima di almeno due decenni. Malgrado, come già accennato, non si possa definire una tecnologia matura, il fotovoltaico per le sue caratteristiche di modularità e affidabilità è oggi competitivo in molte applicazioni isolate dalla rete elettrica. Fra queste applicazioni, sono incluse le isole minori non connesse alla rete nazionale, ove i costi di produzione in loco sono elevati (principalmente a causa delle spese di trasporto del combustibile e della bassa efficienza dei generatori diesel di piccola/media taglia).

Per le applicazioni collegate alla rete, invece, la prima barriera è oggi quella dei costi, che possono essere ridotti, oltre che attraverso l'attività di ricerca e sviluppo, anche mediante la promozione della domanda, in modo da favorire l'industrializzazione dei processi e ottenere così una più lenta ma più sicura convenienza economica. È proprio in questa ottica che alcuni dei paesi più attivi hanno deciso, in tempi più recenti, d'introdurre tariffe premio ai piccoli produttori, a carico della collettività dei consumatori.

---

<sup>28</sup> Cfr. AIE-Pvps, *Potential for Building Integrated Photovoltaics*, 2003; de Noord M., L.W.M. Beurskens, H.J. de Vries, *Potentials and costs for renewable electricity generation. A data overview*, ECN, February 2004; Orecchini et al., *Energia da fonti energetiche rinnovabili. Le potenzialità dell'Italia*, La Termotecnica, gennaio/febbraio 2004.

Questa scelta sottintende due considerazioni:

- la promozione della domanda sul mercato favorisce l'affermazione delle imprese produttrici più serie, con il conseguente miglioramento del prodotto in qualità, costi e soprattutto affidabilità.
- la responsabilizzazione della popolazione del paese, in modo che i cittadini contribuiscano, con i propri investimenti, alla crescita del mercato nazionale, alimentando così il classico circolo virtuoso della domanda-offerta.

Il meccanismo del conto energia, che ha avuto tanto successo in Germania, in Giappone e in altri paesi, è ora operante anche in Italia e s'intravedono i primi risultati: dai 31 MW installati al 2004, si è passati agli oltre 37 MW nel 2005 e sono stati raggiunti i 50 MW a fine 2006.

Non è garantito che il meccanismo di ottenere minori costi per fattore di scala abbia successo; infatti, i prezzi calano molto lentamente (recentemente, peraltro, si è riscontrata una scarsità di silicio, dovuta al forte aumento della domanda, con conseguente leggero rialzo dei prezzi); circa gli impianti integrati nell'edilizia, i costi del BOS sono molto meno comprimibili e sempre più rilevanti per edifici esistenti, mentre per edifici nuovi le possibilità di integrazione nelle strutture hanno riguardato, per ora, quasi esclusivamente l'edilizia pubblica.

Il Giappone e, soprattutto la Germania, sono casi esemplari: innanzitutto, sono state allocate risorse per spingere il mercato per anni e sono state attuate politiche di forte crescita del settore industriale della nazione (oggi, in Giappone, si produce circa il 50% dei moduli prodotti in tutto il mondo). La Germania ha livelli d'insolazione media più bassi di quelli dell'Italia, ma è favorita da tariffe elettriche (basate sul carbone e sul nucleare) che possono sopportare più contributi per le fonti rinnovabili di quanti siano possibili in Italia.

Per quanto riguarda i rapporti con il profilo e la distribuzione geografica della domanda, i problemi sono minori: infatti, la generazione elettrica da fotovoltaico, da un lato è diurna e cioè in fase con i maggiori consumi (durante il periodo estivo, per esempio, è in fase con il consumo dei condizionatori), dall'altro può essere dispersa nel territorio a piacimento e, quindi, essere vicina all'utenza finale, minimizzando così al massimo gli oneri di trasporto. In conclusione, non vi sono barriere tecniche dovute al trasporto e al dispacciamento dell'energia fotovoltaica, ma esse si manifestano in fase di distribuzione: le attuali reti di distribuzione, infatti, sono state progettate, strumentate e sono gestite in funzione di un flusso unidirezionale della corrente elettrica (dal produttore al consumatore). Per accettare e gestire opportunamente una percentuale rilevante di generazione distribuita (fotovoltaico e/o altra fonte di micro-cogenerazione), la rete deve essere bidirezionale; questo inconveniente, forse sottovalutato in passato, costituisce oggi una problematica complessa e ancora aperta.

### **5.3.2.2. La tecnologia del solare termico a concentrazione**

#### ***Descrizione e stato dell'arte***

Gli impianti solari termici a concentrazione (comunemente definiti nella letteratura internazionale come CSP = Concentrating Solar Power) utilizzano la radiazione solare per produrre calore a media o alta temperatura in sostituzione dei tradizionali combustibili fossili. La concentrazione della radiazione è indispensabile in quanto viene richiesto calore a temperatura maggiore di quella che può essere raggiunta con l'impiego di una superficie piana. Per ottenerla si utilizza un opportuno sistema ottico (il *concentratore*) che raccoglie e invia la radiazione solare diretta su un componente (il *ricevitore*) dove viene trasformata in calore.

Il calore così prodotto può essere impiegato in vari processi industriali (quali ad esempio la desalinizzazione dell'acqua di mare e la produzione di idrogeno da processi termochimici) o nella produzione di energia elettrica. Allo stato attuale è la generazione di energia elettrica l'obiettivo principale degli impianti solari a concentrazione. In questo caso il calore solare viene utilizzato in cicli termodinamici convenzionali come quelli con turbine a vapore, con turbine a gas o con motori Stirling. Per ovviare alla variabilità della sorgente solare, il calore può essere accumulato durante il giorno, rendendo il sistema più flessibile e rispondente alle esigenze dei processi produttivi. In alternativa si può ricorrere all'integrazione con combustibili fossili o rinnovabili quali olio, gas naturale e biomasse. In relazione alla geometria e alla disposizione del concentratore rispetto al ricevitore, si possono distinguere tre principali tipologie di impianto: il collettore a disco parabolico, il sistema a torre centrale e il collettore parabolico lineare.

È importante sottolineare come le prestazioni di questi impianti solari dipendano fortemente dalle caratteristiche di insolazione del sito. I costi di produzione del kWh elettrico, attuali e futuri, variano di circa il 25% in meno passando da un sito presso Siviglia in Spagna, con radiazione solare media annua di 2000 kWh/m<sup>2</sup>/anno, a un sito desertico, come nei paesi MENA (Medio Oriente Nord Africa) o negli Stati americani del sud-ovest come Nevada e California, con radiazione solare media annua di 2700 kWh/m<sup>2</sup>/anno.

**Sistema con collettore a disco parabolico (CSP Dish).** Questo sistema utilizza pannelli riflettenti di forma parabolica che inseguono il sole, con un movimento di rotazione attorno a due assi ortogonali, e concentrano la radiazione solare su un ricevitore montato nel punto focale. Il calore ad alta temperatura, circa 650 °C, viene normalmente trasferito ad un fluido (elio o vapore di sodio) ed utilizzato in un motore, posizionato al di sopra del ricevitore, dove viene prodotta direttamente energia meccanica o elettrica. Per ragioni economiche, la dimensione del concentratore non va oltre i 15 m di diametro, limitando quindi la sua potenza a circa 25-30 kWe.

Applicazioni industriali di questo sistema consentono di ottenere temperature di funzionamento molto alte e rendimenti di conversione dell'energia solare in energia elettrica anche oltre il 30%, i più elevati tra tutte le tecnologie solari attualmente esistenti.

Questa tecnologia ha ormai raggiunto la fase industriale, grazie soprattutto all'attività di ricerca sviluppata in Europa, negli Stati Uniti e in Australia. Tra le tre tecnologie considerate, è quella che presenta attualmente i più alti costi di produzione dell'energia elettrica (stimati intorno ad 1 €/kWh), ma è interessante per le prospettive che offre nell'abbattimento di questo costo, per la sua modularità e per i minori vincoli che pone per la preparazione del terreno.

**Sistema con ricevitore centrale a torre (CSP Tower).** Il sistema a torre centrale utilizza pannelli riflettenti piani (eliostati) che inseguono il sole con un movimento di rotazione su due assi, concentrando la luce solare verso un unico ricevitore; questo è montato sulla sommità di una torre e al suo interno viene fatto circolare un fluido per l'asportazione del calore solare. L'energia termica che così si rende disponibile può essere sfruttata in vari processi, in particolare per la produzione di energia elettrica. Il principio di funzionamento è analogo a quello del sistema a disco parabolico, con il concentratore costituito però da un elevato numero di eliostati, a formare una superficie di raccolta anche di centinaia di migliaia di metri quadrati. In questo tipo di impianti il fluido termovettore può raggiungere alte temperature di esercizio (maggiori di 500 °C), con conseguenti alti rendimenti di trasformazione del calore in energia elettrica. In genere la trasformazione avviene sfruttando il calore in un tradizionale ciclo termodinamico acqua-vapore.

La tecnologia a torre centrale ha dimostrato la sua fattibilità tecnologica nella produzione di energia elettrica attraverso la realizzazione e l'esercizio di numerosi impianti sperimentali di piccola taglia (tra 0,5 e 10 MWe) in diversi paesi del mondo (Spagna, Italia, Giappone, Francia, Stati Uniti).

Sono stati sperimentati diversi fluidi per lo scambio termico all'interno del ricevitore e per l'accumulo dell'energia termica: acqua, aria, sodio e sali fusi. Finora il fluido più adatto per questa tecnologia è risultato una miscela di sali fusi composta da nitrati di sodio e potassio, che consentono di raggiungere alte temperature di esercizio (fino a 600 °C) e inoltre possono essere direttamente utilizzati per l'accumulo dell'energia termica in serbatoi coibentati. La tecnologia ha superato quindi la fase dimostrativa a livello di prototipo industriale, anche se non è ancora giunta alla sua fase di maturità commerciale.

In Spagna è stato realizzato e messo in esercizio (marzo 2007), nei pressi di Siviglia, un impianto a torre centrale, PS10 da 10 MWe con generazione diretta di vapore saturo a 4,0 MPa e 250 °C, con costi di produzione previsti a circa 23 c€/kWh e costi di investimento di circa 3.300 €/kWe; inoltre è in corso di realizzazione nella provincia di Cordoba un altro impianto, Solar Tres da 15 MWe con fluido termovettore e accumulo termico a sali fusi con temperature di 290÷565 °C, con costi di produzione previsti a circa 18 c€/kWh e costi di investimento di circa 3.700 €/kWe. Dall'esperienza maturata fino ad oggi, si è visto che la taglia ottimale per questi impianti è compresa nell'intervallo 50-200 MWe e che, entro i prossimi dieci anni, il loro costo di produzione dell'energia elettrica dovrebbe scendere a 0,07 \$/kWh all'aumentare della taglia degli impianti e della potenza complessivamente installata.

**Sistema con collettore parabolico lineare (CSP Trough).** Questa tecnologia utilizza un concentratore lineare a profilo parabolico, la cui superficie riflettente insegue il sole ruotando su un solo asse. Il pannello riflettente è normalmente costituito da un comune specchio, interamente in vetro di adeguato spessore, o da uno specchio sottile (spessore <1 mm) incollato su supporti in materiale composito.

La radiazione solare viene focalizzata su un tubo ricevitore posizionato lungo il fuoco del concentratore parabolico. L'energia assorbita dal tubo ricevitore è trasferita a un fluido di lavoro che viene fatto fluire al suo interno. Il fluido termovettore viene riscaldato a temperature comprese nel campo 100÷395 °C, nel caso delle tecnologie odierne che utilizzano come fluido l'olio diatermico, e nel campo 290÷550 °C nel caso delle tecnologie innovative sviluppate dall'ENEA che utilizzano come fluido una miscela di sali fusi (nitrati), trasformando così l'energia solare in energia termica ad alta temperatura e rendendola disponibile per i più svariati processi industriali. Affinché il fluido termovettore possa raggiungere queste temperature finali, vengono collegati in serie più collettori, disposti in genere su due file parallele, formando una stringa che rappresenta il modulo unitario dell'impianto.

Le file di collettori devono essere distanziate per evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. La gamma di potenze termiche ottenibili con questi sistemi variano nel campo 0,1÷2000 MW, raggruppando opportunamente più componenti modulari. Il calore raccolto è oggi utilizzato prevalentemente per la produzione di energia elettrica mediante i tradizionali cicli termodinamici acqua-vapore.

Attualmente le centrali solari a concentratori parabolici lineari (CSP Trough) che utilizzano come fluido termovettore l'olio diatermico hanno raggiunto una maturità tecnologica tale da potere essere proposte come sistema di produzione quasi competitivi con i sistemi di tipo convenzionale. Quella costruita in California nel deserto del Mojave tra il 1981 e il 1990 dalla società Luz, SEGS I-IX di Kramer Junction per una potenza installata di 354 MW, sono ormai una realtà industriale che, da più di 20 anni, hanno dimostrato di essere affidabili ed efficienti, con una produzione elettrica cumulata superiore a 13 TWh. Questo impianto, realizzato a sezioni di potenza installata da 14, 30 e 80 MWe, è di tipo ibrido in quanto produce energia elettrica da fonte solare integrata da gas naturale, fino ad un massimo del 25% dell'energia termica utilizzata dall'impianto di generazione. Il loro costo di produzione è attualmente compreso tra 15 e 25 c\$/kWh, mentre il costo di costruzione, per una sezione da 30 MWe, è stimato in circa 3.008 \$/kWe.

Tra le nuove centrali solari CSP Trough in corso di realizzazione, che rappresentano il livello più avanzato della tecnologia attuale con olio diatermico come fluido termovettore e accumulo termico a sali fusi a temperatura massima di 395 °C, è entrato in esercizio nell'aprile 2007, negli Stati Uniti, l'impianto Nevada Solar One da 64 MWe, con costi di produzione previsti a circa 15÷17 c\$/kWh e costi di investimento di circa 4.000 \$/kWe.

In Spagna, l'impianto ANDASOL 1 e 2 da 50 MWe, è in fase di avanzata costruzione, con costi di produzione previsti a circa 17 c€/kWh e costi di investimento di circa 3.500 €/kWe. Naturalmente queste prime nuove realizzazioni sono supportate da finanziamenti governativi in conto capitale e in conto produzione di energia elettrica. Le previsioni del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti fanno intravedere la possibilità di scendere, entro i prossimi dieci anni, a costi di produzione intorno a 6 c\$/kWh, all'aumentare della taglia degli impianti e della potenza complessivamente installata.

Il potenziale di riduzione dei costi di questa tecnologia è legato inoltre a ulteriori sostanziali innovazioni, quali quelle messe a punto dall'ENEA che prevedono soluzioni molto avanzate per i tubi ricevitori e l'utilizzo dei sali fusi (nitrati) sia come fluido termovettore sia come accumulo termico, consentendo così all'impianto di operare ad alta temperatura fino a 550 °C, con conseguente significativa riduzione dei costi dell'accumulo termico e dei componenti dell'impianto per la generazione del vapore di turbina.

Dal punto di vista economico è ad oggi la tecnologia più conveniente fra quelle solari. In linea di principio, può essere integrata nelle moderne centrali termoelettriche, anche a ciclo combinato, per fornire una portata aggiuntiva alle turbine a vapore ed incrementare, con un costo d'investimento contenuto, la potenza complessiva dell'impianto.

Nell'ambito di questa tecnologia, la ricerca è principalmente indirizzata su:

- nuovi rivestimenti selettivi per gli elementi assorbitori della radiazione;
- nuovi sistemi di orientamento dei concentratori;
- strutture di supporto in grado di semplificare il montaggio e la regolazione del collettore;
- pannelli riflettenti facilmente realizzabili con una produzione in serie;
- nuove tipologie di fluido termovettore per migliorare il rendimento globale di trasformazione e ridurre il costo di impianto;
- sistemi di accumulo per immagazzinare il calore solare e aumentare le ore annue di funzionamento dell'impianto;
- applicazioni impiantistiche delle tecnologie di processo e accumulo termico a sali fusi, alimentate con energia termica da fonti rinnovabili (tecnologia solare CSP Trough integrata - backup - da riscaldatori termici a sali fusi con combustori di biocombustibili/biomasse), per la realizzazione di sistemi poligenerativi "zero carbon", ottimizzati per il raggiungimento della massima efficienza energetica su base giornaliera e annuale, per usi civili e industriali;
- sistema di reforming di gas naturale e di biogas, per mezzo di appositi catalizzatori ottimizzati alle temperature di funzionamento del campo solare a sali fusi (520÷550 °C), ottenendo così la conversione in idrogeno dell'energia solare utilizzata, dando la possibilità di utilizzare l'energia solare eccedente per incrementare le scorte del combustibile di backup, per esempio nelle stagioni intermedie.

Un'evoluzione del collettore parabolico lineare, ancora in fase di sperimentazione, è il collettore lineare Fresnel, dove il concentratore è sostituito da segmenti di specchi parabolici disposti secondo il principio della lente Fresnel. Il tubo ricevitore è posizionato nel punto focale ed è fisso; quindi, a differenza del collettore parabolico lineare, la movimentazione riguarda solo il concentratore. Normalmente tale tipo di impianti utilizza l'acqua come fluido termovettore, con produzione diretta di vapore all'interno del tubo ricevitore. Questa tecnologia, sviluppata soprattutto in Australia e Belgio, è potenzialmente in grado di produrre energia elettrica a costi intorno a 8 c€/kWh, per un impianto da 50 MWe localizzato in Egitto. Nel 1999 un prototipo è stato realizzato in Belgio per la messa a punto e la verifica di tutti i componenti meccanici. Attualmente la tecnologia è pronta per entrare sul mercato ed è alla ricerca di potenziali investitori.

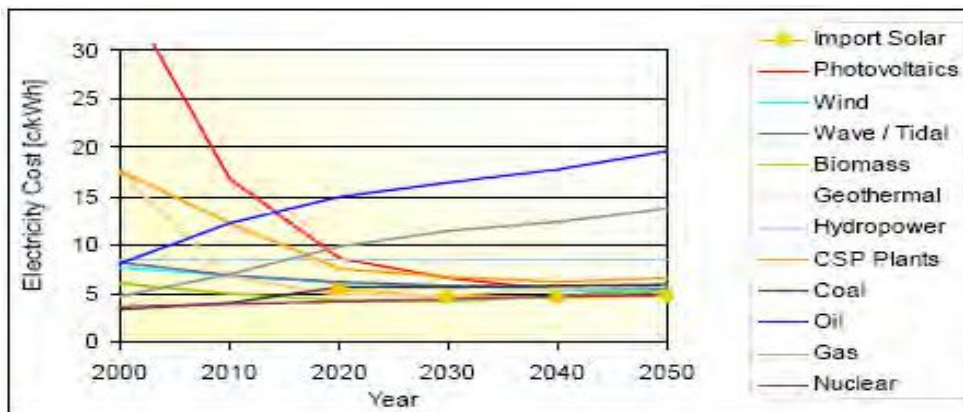
### **Costi e potenziale di riduzione**

Il principale ostacolo che fino ad ora ha impedito il decollo di questa fonte rinnovabile a livello commerciale, è legato all'elevato costo d'investimento unitario degli impianti, da 2,5 a 4 volte superiore a quello degli impianti a combustibili fossili, con un costo del chilowattora prodotto che non è bilanciato dal costo nullo della fonte di energia solare, e quindi con un costo totale del chilowattora prodotto circa il doppio rispetto a quello di un impianto tradizionale a combustibile fossile. L'obiettivo attuale della ricerca, a seconda delle diverse soluzioni tecnologiche e applicazioni, è quello di ridurre quanto più possibile il costo di investimento, che per una fonte rinnovabile è il principale, ottenendo così costi totali del chilowattora prodotto comparabili con le più moderne tecnologie a basso inquinamento per i combustibili fossili e con il nucleare di nuova generazione, come illustrato in figura 5.60.

La tecnologia solare termodinamica risulta molto interessante in futuro nelle applicazioni con accumulo termico, che potrebbe garantire la necessaria flessibilità nella generazione di energia rispetto alla variabilità del carico elettrico giornaliero e alla sempre più diffusa generazione di potenza da fonti rinnovabili molto variabili (solare fotovoltaico, vento).

Infatti il costo del chilowattora prodotto con queste caratteristiche di flessibilità risulta assolutamente favorevole nel caso del solare termodinamico (tabella 5.9), non trovando nelle fonti da combustibili fossili e da nucleare adeguati concorrenti, essendo essi più adatti alla produzione del carico di base, e nella fonte idroelettrica una ulteriore possibilità di grande espansione, specialmente in alcuni paesi tra cui l'Italia con tendenza alla comparsa di problemi di siccità.

Figura 5.60 - Costi di produzione di energia elettrica dalle centrali di potenza innovative



Nota: nel medio termine le centrali ad energia rinnovabile rappresentano l'opzione a più basso costo. La curva "Import Solar" (= energia elettrica da "solare importato dai paesi MENA") inizia a partire dal 2020 (costi in cent€/kWh).

Fonte: Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Executive Summary. German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Section Systems Analysis and Technology Assessment. Study commissioned by Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. Germany. April 2006

Tabella 5.9 – Confronto dei costi della generazione elettrica da solare termodinamico a concentrazione lineare (CSP Trough) con quelli da fonti fossili e nucleare (\$cent/kWh)

	Investimento (\$/kWe installato)	Costo (\$cent/kWh)		
		carico base	carico intermedio	carico segue
<i>Solare termodinamico (CSP Trough): breve termine</i>	4000*	8,0	8,0	10,4
<i>Solare termodinamico (CSP Trough): futuro</i>	3220	6,2	6,2	8,6
<i>Centrale convenzionale a carbone (con trattamento fumi)</i>	1200	4,5	4,5	13,5
<i>Carbone pulito</i>	1550	5,6	10	Non applicabile
<i>Carbone pulito (con sequestrazione CO<sub>2</sub>)</i>	2000	10÷11	14÷15	Non applicabile
<i>Nucleare</i>	2200	6,0	10÷11	Non applicabile

Note: carico base = generazione continua per carico base

carico intermedio = generazione continua ma con spegnimento a bassi carichi (es. notturno)

carico segue .... = generazione flessibile adeguata istantaneamente al valore del carico (possibile con accumulo termico)

Fonte: Clean Fuel Institute - City College of New York

Come già detto, a seconda delle diverse soluzioni tecnologiche e applicazioni, l'obiettivo dell'attuale R&S è quello di ridurre il costo di produzione a valori compresi tra 0,05 e 0,08 \$/kWh entro i prossimi dieci anni, a valori ancora inferiori nel lungo termine. Comunque, nei prossimi venti anni il mercato potenziale mondiale per gli impianti termoelettrici solari è stimato pari ad una potenza elettrica installata di 600 GWe. Molti di questi impianti dovranno essere realizzati, secondo le previsioni, nei paesi in via di sviluppo ad alta radiazione solare diretta. Una caratteristica che potrà favorire la diffusione degli impianti solari a concentrazione è la possibilità di integrarli in impianti termoelettrici tradizionali, anche già in esercizio, per incrementarne la potenza complessiva. Ciò consentirà di ridurre i costi d'investimento unitari degli impianti solari termodinamici e di modulare ampiamente, anche nell'arco della giornata, la loro potenza senza le drastiche diminuzioni di rendimento, nel ciclo a vapore per la generazione elettrica, tipiche di un impianto esclusivamente solare.

La diminuzione dei costi sarà determinata sia dalla diffusione delle tecnologie, con l'aumento della potenza complessivamente installata, sia dalla taglia di potenza degli impianti.

In tabella 5.10 sono riassunti i dati relativi ai costi di produzione e di costruzione delle attuali centrali solari a concentrazione in servizio negli Stati Uniti e le previsioni di riduzioni di tali costi al 2020. Per inciso i progetti a lungo termine sono quelli che prevedono l'utilizzo dei sali fusi come fluido termovettore e accumulo termico, secondo la tecnologia sviluppata da ENEA, i cui valori obiettivo, riportati nella stessa tabella, sono allineati con quelli delle altre previsioni.

Tabella 5.10 – Previsioni di costo degli impianti solari a concentrazione lineare (CSP)

Caso	baseline	SunLab <sup>(1)</sup>			Sargent & Lundy <sup>(1)</sup>			ENEA <sup>(2)</sup>
		Breve termine	Medio termine	Lungo termine	Breve termine	Medio termine	Lungo termine	Lungo termine
Progetto CSP	SEGS VI	Trough	Trough	Trough	Trough	Trough	Trough	Archimede
Potenza elettrica [MW]	30	50	150	400	50	150	400	28
In Servizio [anno]	1989	2004	2010	2020	2004	2010	2020	20015
Sistema Raccolta Solare [\$/m <sup>2</sup> ]	250	234	161	122	234	195	181	180
Struttura Supporto [\$/m <sup>2</sup> ]	67	61	54	46	67	56	52	62
Elemento Tubo Ricevitore [\$/unit]	847	847	635	400	847	675	525	1120
Specchi [\$/m <sup>2</sup> ]	43	43	28	18	40	32	26	46
Blocco Potenza [\$/kWe]	527	367	293	197	306	270	198	224
Accumulo Termico [\$/kWe]	NA	958	383	383	958	383	383	336
Costo Totale Impianto [\$/kWe]	3008	4856	3416	2225	4816	3562	3220	2604

Fonte: 1) Assessment of trough and power tower solar technology cost and performance forecasts - Department of Energy and National Renewable Energy Laboratory, final report SL-5641, maggio 2003.  
2) Analisi costi progetto Archimede - rev. 1 - ENEA/SOL/RS/2004/14 - 27/08/2004

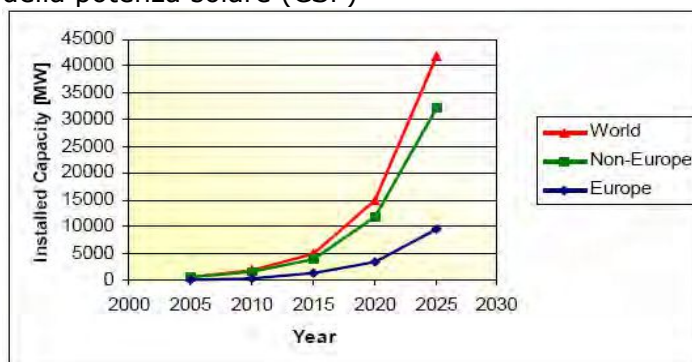
### **Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione della tecnologia in Italia**

La tecnologia è ormai matura, almeno nelle applicazioni con fluido termovettore olio diatermico e accumulo termico a sali fusi, non esistendo colli di bottiglia nella produzione industriale dei materiali e componenti utilizzati. A fronte di un'impellente richiesta di "decarbonizzare" la produzione di energia elettrica, la tecnologia CSP costituisce un'ottima opzione. I costi di produzione dell'energia elettrica scenderanno significativamente, al crescere della potenza installata, al di sotto di quelli previsti per le centrali a gas metano in pochi anni. Alcune tecnologie CSP Trough più innovative, quali quelle sviluppate dall'ENEA, aggiungono certezza alle previsioni di riduzione dei costi nel medio periodo.

Oggi esistono vari scenari (modelli previsionali) che descrivono il potenziale di sviluppo della tecnologia CSP. Tra questi c'è "the Athene Study" ([www.dlr.de/socrates](http://www.dlr.de/socrates)) che quantifica opportunamente lo sviluppo a livello mondiale dei sistemi CSP fino al 2025 (figura 5.61). Prevedendo il raggiungimento tra il 2020÷2025 di una potenza elettrica installata di impianti CSP pari a 40 GW nel mondo, e di questi circa 10 GW nei paesi europei, si stima plausibile una riduzione del costo dell'energia elettrica fino a 5 c€/kWh. L'Unione Europea ha adottato il potenziale di sviluppo di queste tecnologie e finanzia correntemente lo sviluppo industriale dei tre progetti pilota già indicati (PS10, ANDASOL, SOLAR TRES).

L'ENEA ha fatto richiesta, nell'ambito del VII Programma Quadro, di finanziamento dello sviluppo della sua tecnologia innovativa nel progetto dimostrativo Archimede, centrale solare CSP Trough da 28 MWe (con primo modulo da 5 MWe) accoppiata ad una esistente centrale cogenerativa, da realizzare a Priolo in Sicilia, per la quale esiste un enorme interesse a livello mondiale in quanto dovrà dimostrare l'affidabilità di sistemi con sali fusi a temperature fino a 550 °C utilizzati come fluido termovettore e per l'accumulo termico. Questo impianto dimostrativo dovrebbe entrare in esercizio nel 2009.

Figura 5.61 - Scenario "Athene" sullo sviluppo dei sistemi a concentrazione della potenza solare (CSP)



Fonte: [www.dlr.de/socrates](http://www.dlr.de/socrates)

Nel breve periodo il mercato CSP negli Stati Uniti crescerà al ritmo di 1÷2 GWe per anno, a partire da un valore attuale di circa 3 GWe.

La tecnologia CSP non è adeguatamente presa in considerazione nella maggior parte dei paesi europei. paesi come Portogallo, Grecia, Malta e Italia, che possiedono significative risorse di energia solare, dovrebbero adottare un quadro di incentivi aperto anche alle tecnologie CSP, analogo a quello previsto per il solare fotovoltaico. Invece nei paesi come la Spagna (alla quale si è strategicamente legata la Germania che non ha proprie significative risorse di energia solare), dove esiste dal 2004 un significativo quadro di incentivi, le tecnologie solari CSP sono in enorme espansione, avendo raggiunto in tre anni una dimensione di mercato attuale di 600 MWe di centrali già programmate e in corso di realizzazione.

Lo sviluppo del mercato interno è di rilevante importanza per conquistare il mercato previsto, sia per la realizzazione delle centrali di potenza che per la produzione di energia elettrica, nei paesi del Nord Africa. In questo caso il più alto livello di insolazione disponibile compenserà ampiamente i costi addizionali per il trasporto dell'energia elettrica; quindi la prevista diffusione delle tecnologie CSP contribuirà grandemente alla stabilità politica della regione e alla riduzione complessiva delle emissioni di gas-serra nel continente europeo, che potrà contare su considerevoli quantitativi di energia elettrica di importazione.

La diffusione delle centrali CSP con accumulo termico contribuirà enormemente anche alla diffusione delle altre fonti rinnovabili, come vento e solare fotovoltaico, in quanto potranno essere usate per compensare la loro variabilità e quindi stabilizzare la rete elettrica. I sistemi CSP ibridi, cioè con backup in assenza di sole assicurato da sistemi a combustibili fossili o rinnovabili, rappresentano un grande beneficio sia per i costi dell'energia elettrica (e termica in caso di cogenerazione) da fonte solare sia per la stabilizzazione della rete elettrica. Quindi lo schema legislativo degli incentivi dovrebbe essere più flessibile per comprendere anche questa opzione.

I finanziamenti di R&S dell'Unione Europea finalizzati allo sviluppo delle tecnologie CSP sono stati pochi rispetto alle altre tecnologie rinnovabili come vento, solare fotovoltaico e biomasse. Tuttavia, insieme a specifici finanziamenti dai governi nazionali, hanno consentito un forte rilancio di queste tecnologie, specialmente in Spagna, con un mercato in forte espansione, in Italia con uno sviluppo tecnologico di assoluta avanguardia ma con un mercato in fase iniziale. Ora bisogna far coincidere gli obiettivi di riduzione dei costi con le innovazioni tecnologiche proposte, e quindi il VII Programma Quadro, insieme ai governi nazionali, dovranno garantire un significativo aumento dei finanziamenti per queste applicazioni.

L'Italia dovrebbe cogliere l'opportunità offertagli dagli ottimi risultati conseguiti nella R&S di tecnologie CSP di grande qualità, passando ad un programma di diffusione e sviluppo della tecnologia, che la veda come protagonista principale nel bacino del Mediterraneo, e non solo.

### **5.3.2.3. La tecnologia eolica**

#### ***Descrizione e stato dell'arte***

Le turbine eoliche convertono l'energia cinetica del vento in energia meccanica, ed infine in energia elettrica. A decorrere dagli anni settanta, le dimensioni degli aerogeneratori e la loro potenza e affidabilità hanno avuto una crescita continua, mentre la loro diffusione è aumentata con un andamento pressoché esponenziale: l'Europa, soprattutto in virtù del contributo di Germania, Spagna e Danimarca, è in posizione dominante, sia come quote di mercato che di sviluppo tecnologico.

Infatti, la potenza eolica connessa alla rete elettrica nel mondo ha già superato i 75.000 MW, corrispondente a un investimento di oltre 70 miliardi di euro e a una produzione di oltre 150 TWh, con una presenza europea intorno al 70%. In particolare, la quota di energia elettrica di provenienza eolica ha raggiunto il 20% in Danimarca, mentre valori che già superano il 6% sono registrati in Spagna e in Germania. Il conseguimento di questi risultati è ascrivibile all'elevata affidabilità degli aerogeneratori e ai bassi costi di generazione elettrica che si sono ridotti di un ordine di grandezza in venticinque anni e si avvicinano sempre più alla competitività con quello delle fonti tradizionali.

Le applicazioni dell'energia eolica si distinguono in piccolo e grande-eolico a seconda della taglia degli aerogeneratori utilizzati e *on-shore* e *off-shore* a seconda che questi siano installati sulla terra ferma o in mezzo al mare.



**Piccolo eolico.** Gli aerogeneratori di piccola taglia (sotto i 100 kW) hanno caratteristiche tecniche abbastanza diverse, in quanto si va dalle unità da poche centinaia di watt o pochi kW, tipicamente intese come carica batterie, fino alle macchine da 50-100 kW, che presentano caratteristiche tecniche e modalità di funzionamento già simili a quelle degli aerogeneratori medio-grandi. Le unità più piccole, in particolare, comprendono non solo modelli ad asse orizzontale, ma anche modelli ad asse verticale che hanno il vantaggio di non doversi orientare secondo la direzione del vento. Gli aerogeneratori di piccola taglia vengono sovente prodotti in serie limitata da piccole aziende che non sempre hanno la possibilità di effettuare attività di R&S, e sono spesso caratterizzati da performance inferiori a quelle delle macchine di taglia maggiore.

Il mercato prevede una molteplicità di applicazioni per macchine fino ad una potenza di 50-100 kW, che possono funzionare sia in connessione alla rete elettrica di bassa o media tensione che in applicazioni stand-alone per l'alimentazione di utenze elettriche isolate. Per tali applicazioni si sta diffondendo l'utilizzo di aerogeneratori innovativi a magneti permanenti grazie ai quali si può ottenere una buona efficienza con ridotta manutenzione.

**Eolico on-shore.** Allo stato attuale i principali risultati dell'evoluzione in questo settore sono riconducibili ad un forte abbattimento dei costi, all'accresciuta affidabilità e alla simultanea crescita della potenza unitaria dei dispositivi di conversione dell'energia eolica in energia elettrica: la taglia di potenza unitaria degli aerogeneratori medi e grandi per applicazioni *on-shore* è compresa fra 100 kW e 6 MW con turbine di media taglia (da 100 kW sino a 1 MW) e di grande taglia (superiore a 1 MW). Il loro impiego tipico è nelle centrali eoliche (*wind farms*).

In Italia, il tipo di aerogeneratore oggi più diffuso è quello a tre pale con taglia compresa fra 600 e 850 kW con una netta prevalenza del valore più alto. In tali macchine l'altezza tipica della torre è di circa 50-60 metri e il rotore è dotato di 3 pale la cui lunghezza è compresa tra 20 e 30 metri. Negli ultimi anni c'è la tendenza ad installare macchine da 1,5 a 2 e ultimamente anche 3 MW, a velocità più o meno variabile con l'accoppiamento di un convertitore di frequenza al generatore elettrico.

L'Italia nel mercato eolico ha una collocazione di un certo rilievo, con circa 2100 MW installati alla fine del 2006, occupando per potenza installata il quarto posto in Europa e il settimo nel mondo, anche se a debita distanza dai paesi capolista, mentre dal punto di vista industriale e, in particolare da quello della ricerca, il divario che separa l'Italia dalle nazioni del Nord Europa e dagli Stati Uniti è ancora più ampio.

Anche in termini di produzione industriale, gli operatori sono pochi e di dimensioni contenute; in Italia, la capacità produttiva annua è limitata a 500-600 macchine di media taglia (850 kW) e vi sono alcune società affermate, anche a livello internazionale, che forniscono prestazioni e prodotti (torri, mozzini, riduttori, trasformatori, macchinari, cavi ecc.) ai costruttori più importanti.

**Eolico off-shore.** Per eolico off-shore s'intende l'insieme dei singoli aerogeneratori, di grande taglia (cioè oltre il MW), e delle centrali eoliche dislocate in ambiente marino, per la produzione di energia elettrica. L'attuale tecnologia limita le installazioni su fondali non superiori ai 40 m, con tipologia di fondazione tipicamente monopalo e a gravità. Il ricorso all'ambiente marino comporta una maggiore producibilità, essendo le condizioni anemologiche (velocità del vento più elevata e minore turbolenza), in generale, sensibilmente migliori di quelle sulla terraferma. Dalle prime centrali off-shore dei primi anni Novanta, realizzate con macchine di media taglia, si è passati alle realizzazioni odierne, costituite generalmente da un insieme di decine di macchine di grande taglia, con potenza del singolo aerogeneratore non inferiore a 2 MW.

Il mercato attuale di questa applicazione, a differenza di quello delle centrali *on-shore*, è ancora di nicchia (potenza globale installata: circa 800 MW) in ragione dei costi mediamente superiori del 50-80% di quelli tipici in ambiente terrestre.

In prospettiva, lo scenario di questo tipo di applicazioni è piuttosto ampio, soprattutto tenendo conto della continua evoluzione tecnologica, che mira alla dislocazione delle centrali anche su fondali sempre più profondi e, contestualmente, all'utilizzo di macchine di taglia maggiore.

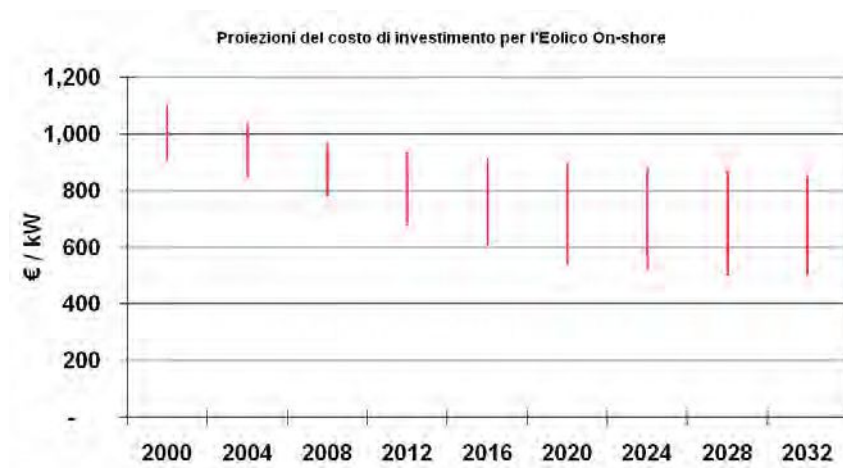
### Costi e potenziale di riduzione

Il prezzo medio dei moderni impianti eolici *on-shore* di grande dimensione è di circa 1200 €/kW, mentre le installazioni *off-shore* sono più costose (tra il 35 e il 100% in più, AIE, 2006)<sup>29</sup>. A livello globale, i costi di generazione nei migliori siti *on-shore* sono scesi fino a 0,03€/kWh (figura 5.62). Considerando le differenze tra i siti, i costi di capitale e le diverse velocità del vento, il costo di generazione varia inevitabilmente in modo molto consistente nei differenti paesi e aree, fino ad arrivare a 0,20 \$/kWh. La fase di "apprendimento tecnologico" non è comunque ancora terminata, per cui sono prevedibili ulteriori riduzioni dei costi, sebbene il *progress ratio*<sup>30</sup> sia ormai stimato piuttosto alto (superiore a 0,9). La tecnologia è comunque già prossima alla competitività, per cui le prevedibili penalizzazioni per le emissioni di CO<sub>2</sub> saranno probabilmente sufficienti a renderla pienamente competitiva, anche senza limitare l'attenzione ai siti "migliori".

Il costo delle installazioni dipende dalla loro dimensione e dal costo dei componenti, oltre che dal sito. Il costo di installazione (chiavi in mano) delle turbine *on-shore* è compreso tra 1.000 e 1300 €/kW, mentre nel caso delle installazioni *off-shore*, per le quali le fondazioni rappresentano circa 1/3 del costo totale, i costi sono compresi tra 1100 e 2000 \$/kW (AIE, 2006).

Quanto ai costi di operatività (revisioni, riparazioni, affitto dei siti, gestione e assicurazione), le stime sembrano concordare nel valutare, per turbine dell'ordine dei 500 kW, costi crescenti nel tempo, dall'1% circa del costo di investimento nel primo anno al 4,5% dopo 15 anni. I costi di manutenzione e riparazione rappresentano circa 1/3 dei costi operativi (AIE, 2006).

Figura 5.62 – Proiezioni del costo di investimento per l'eolico *on-shore*



Fonte: AIE, Energy Technologies Perspectives, 2006

<sup>29</sup> Questi dati non considerano però i possibili costi associati all'integrazione nella rete e alla necessità di creazione di capacità di back-up.

<sup>30</sup> La descrizione del percorso di riduzione dei costi di una tecnologia viene generalmente effettuata mediante le cosiddette *learning curve* o *experience curve*, lungo le quali il costo unitario diminuisce di una percentuale fissa (il *learning rate*) per ogni raddoppio dell'esperienza. L'ipotesi sottostante è che non è il passare del tempo a determinare la riduzione dei costi, ma l'accumulazione dell'esperienza, per cui esistono feedback positivi tra l'uso di una tecnologia (e l'investimento su di essa) e il suo costo. Il *tasso di progressione* (PR, *Progress Ratio*) è il rapporto tra i nuovi e i vecchi costi in corrispondenza di ciascun raddoppio della produzione cumulata: un *progress ratio* dell'80% significa che con un raddoppio della produzione cumulata il costo diviene uguale all'80% del livello precedente.

### **Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione della tecnologia in Italia**

La fonte eolica è una fonte tipicamente non programmabile (circa 1700 ore all'anno alla potenza nominale con molte calme), che deve essere localizzata nelle aree ove il vento c'è. Per l'Italia le aree più interessanti sono quelle dell'Appennino meridionale. Le stime circa le potenzialità sono cresciute molto negli ultimi anni, in particolare rispetto ai valori del Libro Bianco del 1999.

Secondo uno studio dell'Università "La Sapienza" il potenziale teorico sarebbe pari a 38,5 GW (circa 30 GW in siti con ventosità media < 5 m/s, circa 8,5 GW in siti con ventosità media > 6 m/s), con una produzione pari a 77 TWh; ma il potenziale effettivamente realizzabile (per vincoli socio-ambientali) si riduce in realtà a 12 GW, di cui 3 off-shore, con una producibilità di circa 24 TWh. Altri studi concordano sostanzialmente con queste valutazioni: secondo l'EWEA - Wind Force 12 il potenziale tecnico è di circa 34.000 MW, mentre secondo uno studio dell'ECN (2004, principalmente su dati AIE), il potenziale realizzabile è pari a 17 GW (con una produzione di 22 TWh).

In definitiva, studi nazionali ed europei concordano nel ritenere che, tenendo conto dei vincoli socio-ambientali, difficilmente la produzione effettiva può superare di molto 20 TWh (*off-shore* compreso). Va però considerato anche che, per un verso, secondo l'ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento) è possibile un obiettivo di potenza eolica intorno ai 10.000 MW già nel 2012 (con una produzione pari a circa 18 TWh), per un altro verso, a fronte dell'attuale richiesta di nuove connessioni per circa 20.000 MW, la previsione Terna per il 2008 è di soli 3.000 MW, in considerazione delle difficoltà di accettazione a livello locale delle installazioni eoliche e delle criticità dovute alla rete elettrica (si veda quanto detto nel cap. 3). Le potenzialità dell'*off-shore* non sono ancora ben definite, e le stime variano molto: secondo il citato studio dell'Università "La Sapienza" il potenziale realizzabile è limitato a 3 GW (con producibilità di 6 TWh, mentre lo studio ECN (2004) stima un potenziale teorico di circa 10 GW (con una produzione di 14 TWh).

Lo sviluppo tecnologico dell'eolico in questi ultimi venti anni è stato tale che gli impianti saranno presto competitivi anche a prescindere dagli incentivi economici. Dalla mancanza di programmabilità e dalla localizzazione in un'area di bassissima densità abitativa e perciò di bassi consumi, deriva una significativa barriera costituita dalla necessità di interventi sulla infrastruttura elettrica di trasporto di elettricità. Poiché la disponibilità è non programmabile ed anche solo in parte non prevedibile, quando la produzione supererà una certa percentuale, orientativamente attorno al 10% del carico (percentuale che si traduce in 2-3000 MW nelle notti dei fine settimana) il sistema elettrico deve essere pronto ad assorbire sia un picco di produzione che una brusca mancanza di produzione.

Le soluzioni sono teoricamente note ma richiedono infrastrutture costose ed una gestione complessa; l'elettricità può essere trasportata verso grandi centri di consumo o impianti di pompaggio, così come alcune centrali di base debbono essere esercite a carico ridotto per costituire una riserva rotante e supplire istantaneamente alle variazioni del vento.

L'utilizzo del pompaggio va in concorrenza nelle ore notturne con le importazioni di energia nucleare a basso costo, inoltre impianti di pompaggio e centri di consumo sono a 600-1000 km di distanza, peggio che in Germania; ugualmente la funzione di riserva rotante è costosa ed i nuovi impianti a ciclo combinato sono poco adatti per questa funzione per la quale servono impianti medio-merito a vapore.

Le reti di trasporto, in tutta Europa, sono state progettate per ridurre le distanze fra produzione e consumo e non sono adatte ai trasferimenti su lunghe distanze oggi richieste sia dall'eolico che dagli scambi nel mercato delle borse; non c'è quindi da meravigliarsi se gli ultimi due black-out non siano avvenuti di giorno, per eccessiva domanda come si temeva anni fa, ma di notte, con bassa domanda di energia ma alta domanda di trasporto. Un altro problema molto difficilmente definibile è quello del paesaggio, non tanto per le modifiche apportate quanto per la pervasività e le dimensioni dei parchi eolici. Le installazioni *off-shore* possono eliminare queste preoccupazioni, e contemporaneamente ridurre il problema dell'intermittenza, per la maggiore stabilità del vento. D'altra parte, gli impianti *off-shore* richiedono significativi costi addizionali, per le turbine (che devono sopportare situazioni meteorologiche più difficili), per le maggiori difficoltà e costi delle fondazioni, e per le maggiori spese legate alla trasmissione dell'elettricità sulla terraferma e all'allacciamento alla rete.

### **Ricerca e sviluppo e prospettive tecnologiche**

L'evoluzione tecnologica, conseguente alle intense attività di ricerca e sviluppo condotte inizialmente nel Nord Europa e negli Stati Uniti e, successivamente, in molti altri paesi europei e in India, ha consentito il conseguimento di obiettivi importanti, in termini di prestazioni delle macchine eoliche (anche negli ambienti maggiormente ostili), di disponibilità delle macchine stesse, di qualità dell'energia prodotta e, elemento essenziale per la loro diffusione, in termini di abbattimento dei costi. Come già visto, l'eolico *on-shore*, con un costo di generazione dell'energia tra i 0,04 e i 0,07 €/kWh, ha infatti praticamente raggiunto la soglia della competitività economica rispetto al costo delle fonti tradizionali. L'obiettivo degli sforzi di ricerca e sviluppo è quello di raggiungere gli 0,04 €/kWh entro il 2020.

L'energia elettrica viene prodotta nell'aerogeneratore con diverse modalità, a seconda delle configurazioni di sistema: nel caso della trasmissione diretta (cioè in assenza del moltiplicatore di giri), per esempio, si deve ricorrere al generatore elettrico multipolare e al conseguente convertitore statico di frequenza.

L'adozione del controllo del passo e della velocità variabile del rotore è un ulteriore segno dell'innovazione tecnologica, che consente, tra l'altro, una maggiore produzione di energia elettrica soprattutto nei siti a velocità del vento intorno ai 6 m/s, una riduzione delle sollecitazioni e una minore emissione di rumore. L'evoluzione del settore, per quanto riguarda la potenza delle macchine, ha consolidato il posizionamento degli aerogeneratori di grande taglia nel mercato globale, con una netta prevalenza nei paesi nord-europei. Prototipi della potenza da 4,5 MW a 6 MW sono in corso di sperimentazione nel nord della Germania, con la prospettiva di un loro prossimo utilizzo nel Mare del Nord e nel Mar Baltico.

L'utilizzo di un materiale innovativo come le fibre di carbonio nella fabbricazione delle pale e l'introduzione di altri accorgimenti e concetti di recentissima acquisizione hanno portato alla realizzazione di aerogeneratori di maggiore potenza e minor peso al fine di ridurre al contempo i costi e le sollecitazioni sulla struttura; per esempio, la configurazione a trasmissione diretta, senza il moltiplicatore di giri, viene valutata attentamente in termini di aumento di affidabilità e riduzione del costo dell'energia prodotta. L'adozione di nuovi materiali e il rinforzo dei componenti principali come pale, mozzo e moltiplicatore di giri, con le conseguenti variazioni progettuali nella torre e fondazioni in seguito al mutato profilo dei carichi, costituisce un ulteriore tema di ricerca.

Anche nel campo della modellistica, si conducono molteplici attività per l'individuazione di nuove aree idonee al loro sfruttamento, soprattutto in ambiente marino e in aree remote, utilizzando dati e immagini satellitari, addivenendo alla stesura di mappe eoliche sempre più dettagliate e affidabili. Si ricorre ancora alla modellistica per prevedere in anticipo il regime di vento, da un minimo di poche ore sino a tre giorni, con il fine di poter fornire ai gestori delle reti elettriche un'informazione di fondamentale importanza nella regolamentazione dei carichi sulle reti stesse.

### **5.3.2.4 Tecnologie per l'utilizzazione energetica della biomassa**

#### **Descrizione e stato dell'arte**

Con il termine biomassa si intende la materia di origine biologica in forma non fossile e, quindi, oltre alle biomassa di origine forestale e ai residui della lavorazione del legno, il termine include le "colture energetiche" (specie vegetali che vengono espressamente coltivate per essere destinate alla produzione di energia), i residui agricoli, gli scarti di lavorazione e gli effluenti delle industrie agroalimentari, le deiezioni animali, la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (RSU), i rifiuti domestici in raccolta differenziata, i reflui civili.

I principali settori di utenza per le biomasse sono, nell'ordine, il riscaldamento domestico, la produzione di calore di processo, la produzione di energia elettrica in impianti centralizzati (a partire da residui agroindustriali, rifiuti solidi urbani e biogas) e la produzione di biocarburanti liquidi, che rappresentano l'unica fonte rinnovabile in grado di sostituire direttamente benzina e gasolio.

Dal punto di vista tecnologico e industriale i processi maturi per la valorizzazione energetica della biomassa utilizzati in dimensioni significative in Italia sono:

- la combustione diretta della biomassa tal quale;
- la produzione di biogas da fermentazione anaerobica di reflui zootecnici, civili o agro-industriali.
- la trasformazione in biocombustibili liquidi (argomento trattato nel capitolo 7).

**La combustione diretta.** In Italia, la combustione diretta della biomassa viene impiegata sia per la produzione di calore (usi residenziali e industriali), sia per la produzione di energia elettrica.

Per quanto riguarda il calore, a seconda delle taglie, si utilizzano tecnologie di tipo diverso. Per il riscaldamento residenziale, stimato tra i 3 e i 6 Mtep, si passa da stufe e termocamini (10-15 kW), alle caldaie domestiche (20-150 kW) fino alle caldaie industriali o per il teleriscaldamento (decine di MW).

Oltre la taglia un altro parametro vincolante della tecnologia è costituito dalla pezzatura del combustibile: la legna da ardere a pezzi si utilizza in stufe, camini e piccole caldaie, la legna sminuzzata (cippato) in caldaie a griglia mobile ad alimentazione meccanica, mentre il legno polverizzato, essiccato e ricompattato in pastiglie (pellet), è valorizzato in stufe e caldaie ad alto grado di automazione.

Poiché la combustione dei biocombustibili è un processo molto complesso che passa attraverso diverse fasi (essiccazione, pirolisi, gassificazione e ossidazione) che si susseguono nel tempo e nello spazio e dipendono fortemente dalla pezzatura e dall'umidità del materiale, il progresso tecnologico dei dispositivi di combustione si è rivolto alla ricerca di soluzioni costruttive che garantissero anche ai piccoli impianti prestazioni accettabili sia energeticamente (alti rendimenti termici) che ambientalmente (basse emissioni).

In particolare sono stati sviluppati sistemi a fiamma rovescia per le caldaie a pezzi con immissione di aria secondaria e camera di post-combustione, applicazione della sonda lambda (che misura on-line il contenuto di ossigeno nei gas di combustione) per la regolazione indipendente dell'aria primaria e secondaria e sistemi integrati edificio-impianto per regolarizzare il processo e ridurre i transitori di combustione.

In zone montane non metanizzate il teleriscaldamento costituisce un'interessante soluzione per la valorizzazione della biomassa locale. In Italia sono operativi più di 20 impianti, situati principalmente al Nord a servizio di migliaia di utenze residenziali.

Per quanto riguarda il settore industriale, vengono utilizzate caldaie per la valorizzazione di diversi residui di processo combustibili al fine di produrre vapore da utilizzare direttamente o in cogenerazione.

La produzione di elettricità da *combustione diretta* delle biomasse, sia componente biogenica degli rifiuti solidi urbani sia colture e residui agroindustriali, si è attestata nel 2005 a circa 5 TWh di cui 3,3 TWh in cogenerazione. Le tecnologie principali utilizzate a questo scopo si basano su cicli Rankine a vapore con caldaie a griglia mobile e sistemi di abbattimento dei fumi. Le potenze installate si attestano in genere intorno ai 10 MW per limitare le problematiche di approvvigionamento del materiale; i rendimenti elettrici di generazione sono limitati e si attestano intorno al 18-20%.

Sono invece operativi impianti di termovalorizzazione dei rifiuti, in particolare a Brescia e Milano, con potenze di 50-60 MW e con rendimenti più elevati.

Per gli impianti molto piccoli (1-2 MW) è stata sviluppata la tecnologia del ciclo Rankine a fluido organico che, non richiedendo la presenza continua di personale specializzato per la conduzione, ha il vantaggio di avere bassi costi di esercizio anche se con rendimenti elettrici del 15-18%. Per potenze elettriche ancora minori (da 1 a 10 kW) sono in sviluppo impianti a ciclo Stirling nel quale il fluido termico è scaldato esternamente dalla caldaia a biomassa.

Un'altra soluzione tecnologica, utilizzata nei paesi dove una quota rilevante dell'elettricità è prodotta da carbone, si basa sulla co-combustione delle biomasse con i combustibili solidi tradizionali.

Questa soluzione, alimentando fino al 10-15% con biomasse le centrali di grande taglia a carbone, permette di superare le problematiche delle limitate disponibilità locali di biocombustibili, di aumentare i rendimenti elettrici di conversione (tipicamente 35-37%) e ridurre le emissioni dell'impianto tradizionale.

**La digestione anaerobica.** In questa soluzione tecnologica le biomasse umide vengono attaccate da colonie batteriche che in mancanza di ossigeno (condizioni anaerobiche) producono un biogas costituito per il 45-55% da metano.

Questo fenomeno avviene naturalmente nelle discariche dove il biogas è captato e utilizzato in motori a combustione interna per produrre energia elettrica. Nel 2005 erano operativi presso le discariche italiane 240 MW di motori che hanno prodotto circa 1,2 TWh. La fermentazione anaerobica può essere applicata anche alla digestione dei residui zootecnici. Negli ultimi anni sono state sviluppate tecnologie che permettono la co-digestione di reflui zootecnici e di scarti di colture agronomiche e agroindustriali; in questo modo la produzione di biogas degli impianti aumenta notevolmente migliorando l'interesse economico legato a questo processo.

Esistono poi altre tecnologie ad un livello di maturità tecnologica minore e ancora in fase di sviluppo: la gassificazione termica e la pirolisi.

La gassificazione per via termica della biomassa consiste nella combustione parziale del combustibile per produrre una miscela gassosa composta prevalentemente da CO e limitate percentuali di idrogeno e idrocarburi che può essere utilizzata in motori a combustione interna per produrre energia elettrica.

Questa tecnologia, che ha avuto un ruolo importante prima e durante la seconda guerra mondiale, oggi si presenta di scarsa applicazione in Italia essenzialmente per le problematiche legate all'esercizio degli impianti e alla purificazione del gas prodotto.

La pirolisi è un processo termico di degradazione della biomassa che avviene in assenza di aria e permette di ottenere un gas con maggiori percentuali di idrogeno rispetto al syngas di gassificazione e che può essere utilizzato per produrre combustibili liquidi per via di sintesi. Questa tecnologia presenta ancora diverse problematiche da risolvere, ma ha notevoli potenzialità applicative.

### **Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione della tecnologia in Italia**

La biomassa, grazie alla possibilità di essere accumulata, può essere considerata una fonte energetica del tutto programmabile, a differenza dell'eolico e del solare.

Tuttavia le potenzialità di sfruttamento di questa importante fonte di energia sono legati ai limiti della nostra agricoltura, agli spazi disponibili, alla frammentazione delle proprietà che impediscono di applicare schemi produttivi più efficaci e rendere la biomassa prodotta in Italia competitiva con quella importata.

Restano allora i dubbi sulla opportunità di applicare defiscalizzazione e certificati verdi a prodotti importati, quindi senza ricadute positive sulla nostra economia, da paesi che spesso non garantiscono il rispetto delle norme ambientali.

Per quanto riguarda lo sfruttamento energetico del biogas delle discariche, questo si limita alla sola produzione di energia elettrica, mancando utenze calore facilmente servibili.

Hanno una maggiore potenzialità gli impianti di digestione anaerobica alimentati sia da liquami zootecnici, che da altri materiali vegetali di scarto e dalla frazione organica dei rifiuti urbani, localizzati vicino a possibili utenze del calore recuperato dai motori operanti in configurazione cogenerativa.

L'interesse economico di questi impianti è legato da una parte al servizio di trattamento dei rifiuti agricoli ed agroindustriali che essi svolgono, dall'altro ai minori costi specifici di impianto e gestione rispetto alla realizzazione di un piccolo impianto per i soli reflui zootecnici.

Per quanto riguarda la produzione elettrica per combustione diretta, gli impianti, per problematiche legate alla reperibilità del combustibile, hanno dimensioni relativamente piccole (10-40 MW) e conseguentemente rendimenti elettrici minori (18-20%) rispetto alle centrali termoelettriche tradizionali.

Le centrali realizzate nell'ultimo decennio in Italia, sotto lo stimolo della normativa sui certificati verdi, hanno tutte difficoltà a reperire materiale nel territorio a prezzi competitivi e spesso debbono ricorrere alle importazioni. È prevedibile che una volta finito il periodo di accesso a certificati verdi questi impianti verranno chiusi.

La barriera è quindi economica, costituita dalla disponibilità del materiale da ardere a basso costo e dai dubbi di incentivare tale fonte qualora si dovesse contare prevalentemente su materiale importato per incapacità o impossibilità di sviluppare filiere produttive nazionali.

Quanto all'uso delle biomasse per la produzione di calore, in Italia il riscaldamento nel settore civile è tassato con accise molto più elevate che negli altri paesi, ne consegue che dal punto di vista economico è il Paese con il maggior interesse ad introdurre le biomasse nel riscaldamento civile.

Considerato che una caldaia a legna moderna garantisce rendimenti attorno all'80% mentre una centrale termoelettrica a biomassa ha rendimento meno della metà di quello di un ciclo combinato a gas, se ne deduce che un kg di legna usato per il riscaldamento domestico risparmia una quantità doppia di metano che se fosse usato per produrre elettricità.

L'uso della legna per il riscaldamento domestico è risultato, da indagini a campione, molto maggiore rispetto a quello indicato dai dati ufficiali Istat; questo a causa di una forte presenza di autoproduzione e di commercializzazione in nero.

La barriera all'ulteriore espansione dell'uso delle biomasse è perciò costituita dalla mancanza di un mercato garantito, quindi ufficiale, del materiale da ardere.

A questa crisi si può rispondere con due modalità:

- chi già usa legna con apparati del tutto inefficienti dovrebbe ridurre i suoi consumi usando caldaie più efficienti ma più costose;
- aumentare la produzione di legna dalla gestione dei boschi o da colture dedicate.

### **Ricerca e sviluppo e prospettive tecnologiche**

Numerose sono le università, gli istituti di ricerca e le industrie impegnati con diversi obiettivi nello sviluppo delle tecnologie legate alla gassificazione.

La ricerca è soprattutto focalizzata sullo sviluppo del gassificatore propriamente detto e quindi sullo studio del relativo processo termochimico usando differenti tipi di biomassa, ma anche sulle soluzioni impiantistiche per le sezioni di depurazione e pulizia del gas prodotto. Nell'ambito degli impianti a letto fisso una soluzione impiantistica innovativa è quella proposta dalla Università danese DTU che ha messo a punto un gassificatore a due stadi denominato Viking, dove viene separata la fase di pirolisi e di gassificazione vera ottenendo una produzione di gas con bassissimo contenuto di tar.

Per quanto riguarda la ricerca nella tecnologia di depurazione del gas vera e propria, bisogna dire che, anche se la depurazione a umido del gas è completamente messa a punto e affidabile avendo dimostrato la sua efficacia in diversi impianti sperimentali, problemi rimangono per la pulizia e lo smaltimento dell'acqua di processo.

#### **5.3.2.5 Valutazione di sintesi**

Come già fatto per le stime relative ai possibili incrementi di efficienza nelle tecnologie di uso finale (par. 5.3.1), anche nel caso delle valutazioni relative alle prospettive di sviluppo delle tecnologie rinnovabili le valutazioni di tipo prettamente tecnologico contenute nel presente paragrafo possono essere utilmente confrontate con i risultati degli scenari presentati nei paragrafi 5.1 e 5.2, in particolare con gli scenari caratterizzati tra le altre cose da misure volte alla promozione delle fonti rinnovabili.

Anche in questo caso, il principale elemento che emerge dal confronto è la sostanziale concordanza delle due valutazioni. In sostanza, entrambe portano a ritenere che la fonte eolica *on-shore* possa nel medio periodo svilupparsi ampiamente, fino a raggiungere il potenziale disponibile. Più incerte sono le valutazioni sull'*off-shore*, tecnologia comunque non lontana dalla competitività.

Il fotovoltaico è invece ancora in una fase di intensa attività di ricerca, con prospettive di riduzione dei costi molto significative nel lungo periodo, per cui lo sviluppo della tecnologia richiede incentivazioni specifiche, che non la mettano in competizione con altre tecnologie che sono a un diverso grado di sviluppo.

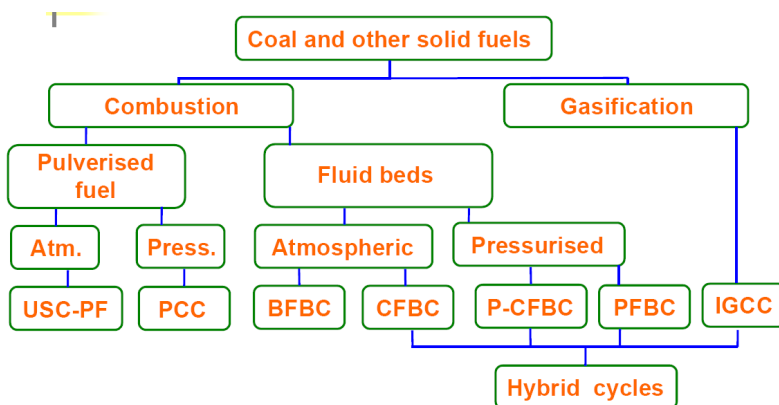
Infine, per le biomasse, un elemento chiave che emerge da entrambe le analisi è quello dei problemi di reperibilità della materia prima, che costituiscono un forte ostacolo allo sviluppo del suo utilizzo nel paese.

### 5.3.3 Prospettive delle tecnologie innovative per la generazione elettrica con combustibili tradizionali

L'utilizzo dei combustibili fossili nella generazione elettrica nazionale è una necessità imprescindibile per poter mantenere il sistema economico italiano a livelli competitivi con quelli delle altre economie sviluppate. Il parco delle centrali termoelettriche esistenti vede la contemporanea presenza di impianti più recenti accanto ad impianti più datati. I primi rappresentano lo stato dell'arte della tecnologia, sugli altri è in genere possibile intervenire con progetti di *repowering* e/o *refurbishment* finalizzati sia all'aumento della potenza complessiva che al miglioramento delle prestazioni, con interventi più o meno drastici.

Le migliori tecnologie commercialmente disponibili, sia in impianti in esercizio che in fase di costruzione, per la generazione di energia elettrica a partire da combustibili fossili, sono rappresentate da impianti a ciclo combinato a gas naturale (NGCC), impianti a vapore supercritici alimentati a carbone (SC e USC), impianti a caldaia a letto fluido atmosferico (FBC) o pressurizzato (PFBC) (figura 5.63).

Figura 5.63 – Tecnologie per impianti a carbone



Fonte: GE

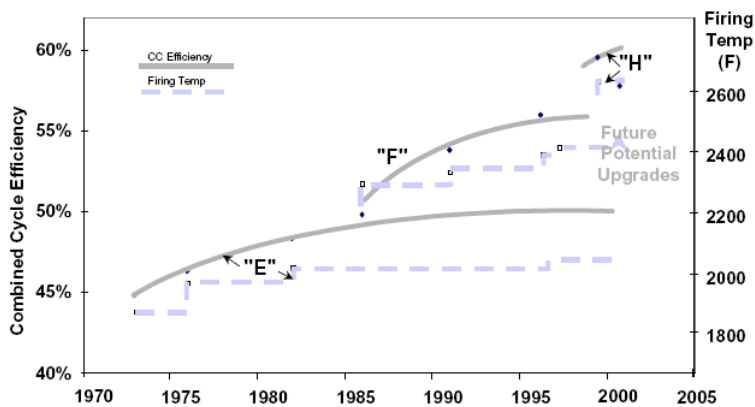
Il processo che oggi ha le migliori prospettive nell'ottica di un utilizzo "pulito" di combustibili fossili è quello della gassificazione. In particolare, per motivi legati alla disponibilità e alla economicità, risulta particolarmente interessante la gassificazione del carbone associata ad impianti a ciclo combinato (IGCC - Integrated Gasification Combined Cycle). Lo sviluppo di tale processo è cominciato negli anni 80, e ad oggi gli impianti ancora non hanno raggiunto una maturità commerciale, anche se la tecnologia della gassificazione degli idrocarburi è correntemente utilizzata in raffineria per le frazioni più pesanti, ma con problematiche molto minori che nel caso del carbone.

Tutte queste tecnologie o famiglie di impianti hanno un diverso grado di maturità ed hanno avuto nel recente passato una continua evoluzione verso prestazioni ambientali, energetiche ed economiche via via migliorate. L'esperienza dell'evoluzione nel tempo e i limiti tecnologici fanno prevedere che la tendenza ad una lenta ma continua evoluzione verso efficienze più elevate continuerà anche nel prossimo futuro, con conseguenti minori consumi di combustibile ed in genere di risorse naturali ai quali si accompagnano minori emissioni di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) a parità di produzione di energia elettrica. Anche un maggior ricorso ad impianti di cogenerazione, che producono energia elettrica e calore con un migliore rendimento complessivo rispetto al caso della produzione separata, può contribuire alla riduzione delle emissioni clima-alteranti. In generale comunque non si prevedono per il futuro più prossimo forti discontinuità nell'evoluzione delle tecnologie.

In questo senso è significativo l'esempio che si è avuto nell'evoluzione delle prestazioni delle turbine a gas (che è un componente recente con sviluppo più rapido) e delle prestazioni dei cicli combinati a gas naturale (figura 5.64).



Figura 5.64 - Evoluzione delle turbogas e dei cicli combinati



Fonte: GE

Un esame più dettagliato delle tecnologie, delle prestazioni attuali e delle prospettive attualmente prevedibili per il prossimo futuro può essere eseguito esaminando sia pure in linee generali le diverse tipologie di impianti con prestazioni attuali e future (NGCC, USC e IGCC in primis).

**Gli impianti NGCC** prevedono l'utilizzo contemporaneo delle tecnologie degli impianti a vapore e di quelle dei turbogas alimentati a gas naturale in un unico impianto di potenza noto appunto come ciclo combinato. La finalità è quella di utilizzare i fumi scaricati dal turbogas ad alta temperatura per generare il vapore da espandere nella turbina di un ciclo a vapore. Alla caldaia tradizionale viene dunque sostituita una "caldaia a recupero", progettata per sfruttare al massimo il contenuto entalpico dei gas di scarico.

La configurazione più semplice consiste nel ciclo combinato ad un livello di pressione, in cui la caldaia a recupero utilizza i fumi per preriscaldare, far evaporare e surriscaldare l'acqua in ingresso. Questa soluzione, che già permette un netto incremento di rendimento rispetto ad un ciclo a vapore tradizionale, può essere notevolmente migliorata. In primo luogo è possibile aumentare il numero di livelli di pressione nella caldaia a recupero, generalmente fino a tre. In questo modo si sfrutta in una maniera migliore dal punto di vista energetico e di scambio termico il calore posseduto dai fumi, aumentando però la complessità e l'ingombro della caldaia.

L'aumento del rendimento dei cicli combinati a gas naturale è dovuto prevalentemente alle migliori prestazioni delle turbine a gas. In particolare il perfezionamento dei materiali e dei sistemi di raffreddamento dei primi stadi delle palette ha consentito una costante incremento della temperatura di ingresso dei gas in turbina (TIT, Turbine Inlet Temperature) fino a valori, caratteristici di gruppi turbogas più recenti (classe H), di circa 1400 °C. In parallelo i corrispondenti rendimenti in ciclo combinato sono oramai prossimi al 60%.

Ulteriori incrementi possono derivare da progressi della ricerca nel campo dei materiali. In particolare l'introduzione di materiali ceramici avanzati per la realizzazione di palette non raffreddate negli stadi statorici e rotorici delle turbine consentirebbe un ulteriore balzo verso temperature più elevate. A titolo di esempio nell'ambito dei programmi di R&S coordinati dall'agenzia nazionale giapponese NEDO, si stanno studiando soluzioni con turbine a gas caratterizzate da temperature di ingresso di circa 1700 °C e cicli combinati con rendimenti dell'ordine del 70%. La tendenza generale va verso TIT via via più elevate con un incremento delle prestazioni delle diverse tecnologie nel medio e lungo termine come riportato nella precedente figura 5.64.

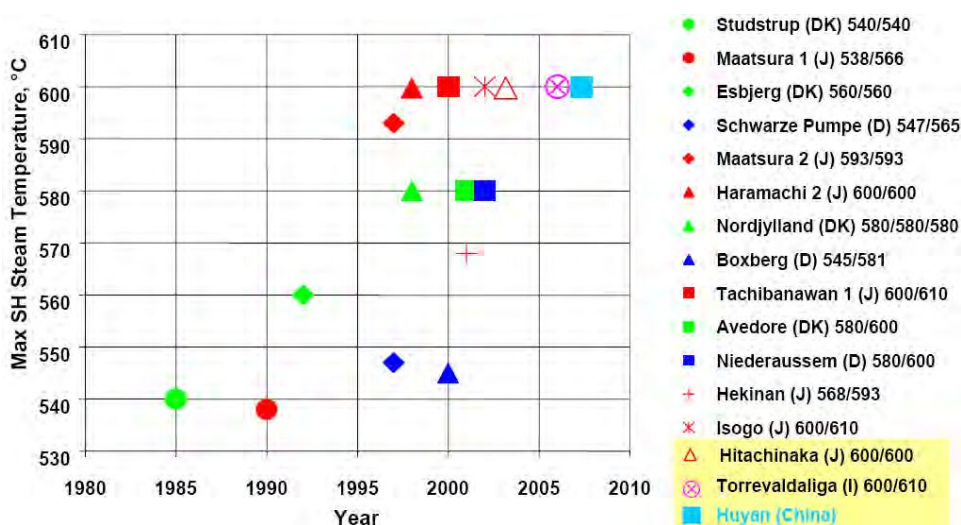
Un'altra pratica diffusa per l'aumento di efficienza è il risurriscaldamento del vapore uscente dallo stadio di alta pressione. Questo, dopo aver espanso nei primi stadi di turbina viene riconvolgiato verso la caldaia a recupero dove raggiunge valori di temperatura simili a quelli iniziali, viene dunque miscelato con il vapore del livello di media e con questo entra nuovamente in turbina. Di fatto la stragrande maggioranza dei cicli combinati di grossa taglia ha uno schema a tre livelli di pressione con due risurriscaldamenti, che permette di raggiungere efficienze attorno al 58%.

**Gli impianti a carbone SC e USC** sono impianti a vapore avanzati che operano con combustione di polverino di carbone per produrre in caldaia vapore surriscaldato caratterizzato da valori di pressione e temperatura superiori a quelli relativi al punto critico del vapore. Le prime applicazioni di tali sistemi risalgono ai primi anni 60 e operavano con pressioni leggermente superiori al valore critico (220 bar).

Nei decenni successivi la tecnologia supercritica è stata gradualmente abbandonata a causa di numerosi problemi tecnici ed economici e si è fatto ritorno ai tradizionali impianti subcritici, caratterizzati da efficienze minori ma da costi inferiori e da una tecnologia ampiamente consolidata e affidabile.

Soltanto negli ultimi decenni, invece, la sempre più pressante necessità di ridurre le emissioni e i notevoli sviluppi nel campo dei materiali hanno consentito la messa a punto dei cosiddetti impianti a vapore ultrasupercritici, funzionanti a pressioni e temperature decisamente superiori a quelle adottate negli impianti convenzionali (figura 5.65).

Figura 5.65 – Diffusione degli impianti USC



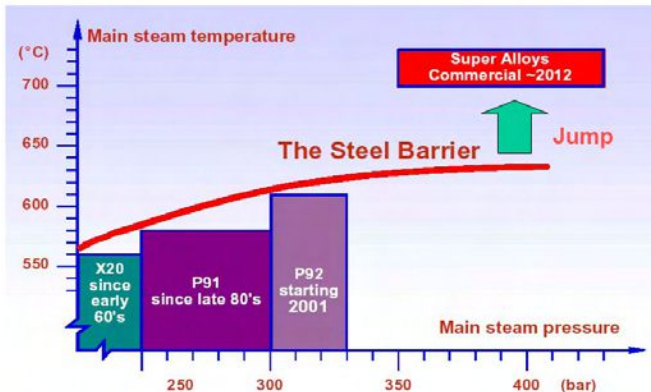
Fonte: Power Clean Thematic Network, 2004

In questi impianti la pressione a cui è portato il liquido prima di essere immesso in caldaia, prossima ai 300 bar, è superiore alla pressione critica dell'acqua. In queste condizioni, mano a mano che viene ceduto calore all'acqua, non si assiste ad una vera e propria evaporazione, ma piuttosto ad una transizione di fase continua, caratterizzata da una lenta espansione delle molecole dell'acqua. La caldaia dei cicli USC è quindi diversa da una caldaia tradizionale, in quanto non presenta i corpi cilindrici ma è invece costituita da un tubo attraversato dall'acqua con una circolazione forzata, necessaria in quanto a queste pressioni la densità dell'acqua e del vapore sono molto simili.

Livelli di pressione e di temperatura così elevati (prossimi ai 600 °C), se da una parte richiedono l'impiego di materiali d'avanguardia caratterizzati da una resistenza strutturale adeguata, dall'altra permettono di ottenere valori di efficienza prossimi al 45%.

L'obiettivo prefissato per il prossimo futuro è quello di raggiungere efficienze di conversione dell'ordine del 50%, utilizzando leghe a base di nichel per la realizzazione dei componenti soggetti alle temperature maggiori, che verrebbero incrementate fino a 700 °C. Per raggiungere tale obiettivo esistono a livello mondiale diversi progetti ambiziosi, finalizzati allo sviluppo di impianti ultrasupercritici a polverino di carbone caratterizzati da elevate prestazioni e ridotto impatto ambientale.

Figura 5.66 - Evoluzione degli impianti USC

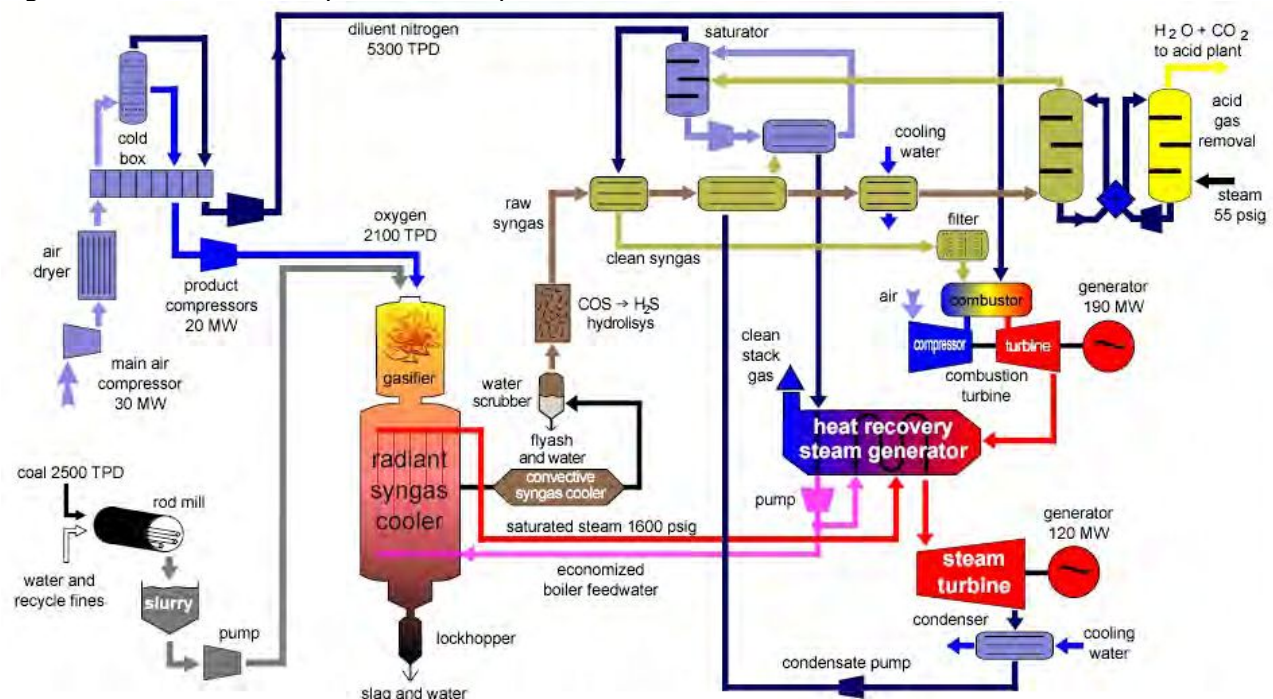


Fonte: PowerClean Thematic Network

Un esempio in questo senso è fornito dal progetto AD700 (Advanced 700 °C Pulverized Coal-Fired Power Plant) al quale prendono parte numerose aziende europee con l'obiettivo dichiarato di incrementare la temperatura massima del ciclo fino a 700 °C e la pressione a 375 bar, con un corrispondente aumento dell'efficienza dell'impianto fino al 50÷55% su taglia commerciale compresa tra 400 e 1000 MWe (figura 5.66). È comunque evidente che su questa strada i limiti tecnologici dei materiali ed economici, dovuti anche alle grandi dimensioni delle caldaie, difficilmente consentiranno ulteriori futuri avanzamenti.

**Gli impianti IGCC** combinano due tecnologie, la gassificazione del carbone e i cicli combinati, per raggiungere l'obiettivo di un basso impatto ambientale, proprio dell'utilizzo di combustibili gassosi, con l'alta efficienza dei cicli combinati, e con l'economicità della materia prima. Nel processo di gassificazione il carbone viene fatto reagire con ossigeno e vapore per formare quello che viene comunemente chiamato syngas (una miscela fatta principalmente di idrogeno e monossido di carbonio). Tale syngas viene poi sottoposto a trattamenti di pulizia per rimuovere il particolato ed altri potenziali inquinanti. Gli schemi di processo di impianti IGCC possono essere diversi, ma fondamentalmente si basano sullo schema riportato in figura 5.67.

Figura 5.67 - Schema tipico di un impianto IGCC



Fonte: S. Zurek (Wolfson Center - UK)

La quantità di ossigeno necessaria, prodotta per frazionamento dell'aria in una apposita unità (ASU), è regolata in maniera da raggiungere la corretta temperatura di gassificazione. Con le condizioni corrette di temperature e pressione la gassificazione di una quota variabile tra il 90 ed il 99% del carbone contenuto nella miscela avviene in pochi secondi. Il gas prodotto contiene diverse impurità di varia natura, sia solide (particolato) che gassose, che devono essere eliminate prima del suo utilizzo nella turbina a gas. Il processo di pulizia del gas grezzo (*gas cleaning*) comprende più fasi e può essere eseguito a freddo o, in prospettiva, tutto a caldo. Infatti il processo a caldo consentirebbe maggiori rendimenti complessivi del ciclo, dato che l'energia termica del syngas rappresenta una quota significativa della sua energia chimica e che gli scambi termici comportano sempre una perdita potenziale di rendimento.

I processi di rimozione dei composti indesiderati stanno alla base dell'ottimo impatto ambientale che caratterizza gli impianti IGCC. Vengono utilizzate le tecnologie di rimozione dei gas acidi e dei solfuri consolidate, in quanto usate per anni dall'industria chimica. Nel corso degli ultimi anni gli impianti IGCC hanno dimostrato la capacità di soddisfare la domanda odierna di energia attraverso una combinazione di alte prestazioni ambientali, costi competitivi dell'elettricità, e grande flessibilità nell'uso dei combustibili. Quella dell'IGCC è la tecnologia più pulita tra quelle che utilizzano combustibili solidi. Si misurano per questi impianti emissioni di NO<sub>x</sub> tra i 20 e i 25 ppmvd al 15% di O<sub>2</sub>. Da un punto di vista economico, il costo dell'investimento per un impianto IGCC, uno dei punti a sfavore di questa tecnologia, è andato riducendosi negli ultimi anni, assestandosi al momento attorno ai 1400 €/kW per effetto degli sviluppi tecnologici nel campo dei turbogas e della gassificazione. Ancor più giustificata, da un punto di vista economico, è la combinazione di questa tipologia di impianti in contesti industriali come le raffinerie, in cui molti residui solidi (*tar*) provenienti dai processi di raffinazione del petrolio vengono utilizzati per dare origine al combustibile da gassificare.

Un'altra delle caratteristiche positive degli impianti IGCC è la possibilità di separare in modo efficace l'anidride carbonica prodotta nel processo prima della combustione del syngas, come vedremo in seguito, con indubbi vantaggi.

Non è infine da trascurare la possibilità di sviluppare processi di co-gassificazione di carbone e biomasse, rendendo l'utilizzo di queste ultime, ove le condizioni lo permettono, estremamente efficiente e pulito potendo utilizzare anche tecnologie di separazione e cattura della CO<sub>2</sub>.

Nell'esaminare le prestazioni degli impianti termoelettrici basati su combustibili fossili non può essere trascurata anche la funzione che tali impianti sono chiamati ad assolvere nel sistema elettrico. I grossi impianti centralizzati, con processi molto complessi, se da un lato presentano le massime efficienze elettriche, dall'altro ne rendono l'utilizzo più consigliato per coprire i carichi di base. Altri tipi di impianti possono invece essere fermati nei fine settimana ed hanno una maggiore capacità di regolazione, sia pure con qualche penalità nel rendimento. Infine altri ancora sono adibiti prevalentemente ad assicurare il carico di punta, con penalizzazioni importanti sul rendimento e sulle emissioni di gas serra, e sono caratterizzati da una modulazione della potenza più marcata e/o da arresti e riavviamenti più frequenti, effettuati in tempi più rapidi e con minori ricadute negative sugli stress termici e meccanici delle macchine.

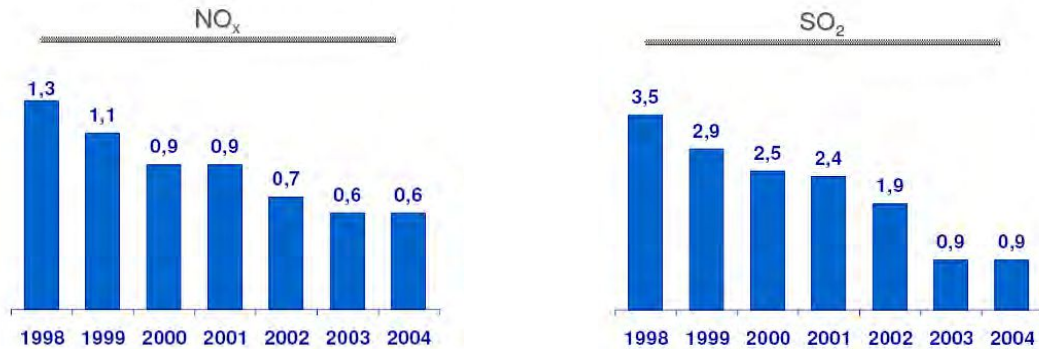
Tutto ciò va sotto il termine di "flessibilizzazione" della potenza elettrica prodotta dagli impianti, che è oggi una esigenza molto sentita. In un prossimo futuro questa si rivelerà sempre più stringente, infatti in un contesto in cui la frazione di potenza elettrica proveniente da fonti rinnovabili e da generazione distribuita, tipicamente non programmabili, dovesse rappresentare una percentuale più importante, la funzione di stabilizzazione e regolazione della rete elettrica sarebbe affidata prevalentemente agli impianti termoelettrici e a quelli idraulici a serbatoio e/o pompaggio. È importante ancora sottolineare che la sicurezza e l'affidabilità degli impianti termoelettrici impattano fortemente sul problema più generale della sicurezza del sistema elettrico e sulla continuità della fornitura.

La prevenzione dei fenomeni estremi di blackout passa anche attraverso una maggiore sicurezza degli impianti di generazione elettrica, sulla loro capacità di avviarsi in tempi rapidi, anche in condizione critiche di assenza di energia elettrica in rete (*blackstart*) e sulla riserva di potenza pronta (riserva calda) necessaria per far fronte ad improvvisi ed imprevisti cali di disponibilità di potenza sulla rete elettrica. Chiaramente i soli interventi sulle centrali non bastano, bisogna rafforzare la rete di distribuzione eliminando ove possibile i punti di congestione che fanno da collo di bottiglia.

## Le emissioni

Nel campo del controllo delle emissioni di inquinanti e più in generale della limitazione degli impatti ambientali, gli sforzi sono stati altrettanto consistenti e i progressi nel recente passato sono stati più rapidi (figura 5.68). È auspicabile e oltremodo probabile che le prestazioni ambientali degli impianti termoelettrici possano continuare a migliorare nel prossimo futuro, in particolare le emissioni dei principali inquinanti (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, CO, composti organici volatili, particolato, mercurio e metalli pesanti) sono andate diminuendo grazie al continuo perfezionamento delle tecnologie di controllo sulla formazione degli inquinanti e di trattamento degli effluenti gassosi, liquidi e solidi. Le tecnologie di ambientalizzazione degli impianti termoelettrici sono diverse e dipendono in generale dalla specifica tipologia impiantistica.

Figura 5.68 - Trend storico delle emissioni in kg/MWh per il parco generazione ENEL

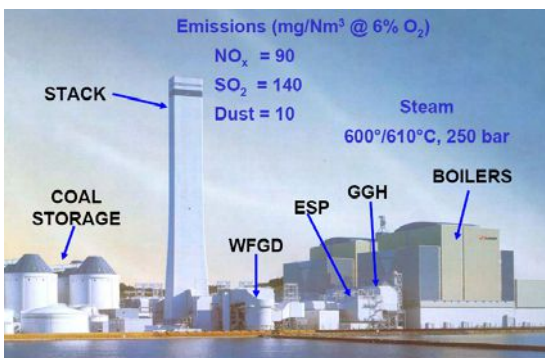


Fonte: ENEL

Per quanto riguarda gli impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale (NGCC), l'unica emissione significativa è rappresentata dagli ossidi di azoto, che vengono limitati mediante il controllo della loro formazione in camera di combustione delle turbine a gas (combustori dry-low-NO<sub>x</sub> ampiamente diffusi). Attualmente le emissioni di NO<sub>x</sub> sono attorno a 25-50 ppm, suscettibili di ulteriori possibili riduzioni nel futuro.

Negli impianti supercritici e ultrasupercritici (SC e USC), si opera con una duplice strategia finalizzata al controllo delle emissioni (figura 5.69). Da un lato si adoperano bruciatori progettati in maniera tale da ridurre la formazione degli ossidi di azoto, ossia che si avvalgono di sistemi combustione a stadi, di ricircolo dei gas o di post-combustione. Dall'altro lato si opera con una rimozione delle sostanze inquinanti sui gas effluenti. Per la rimozione del particolato, in uscita lato fumi dal generatore di vapore, si utilizzano in genere precipitatori elettrostatici ESP (a volte coadiuvati e/o sostituiti da filtri a manica). Per l'abbattimento dei composti azotati ci si avvale di sistemi di riduzione selettiva catalitica (SCR) o non catalitica (SNCR), infine per la desolforazione si utilizzano sistemi ad assorbimento FGD, basati sull'utilizzo di sorbenti chimici (a base di Ca e Mg iniettati come carbonati in caldaia o come ossidi o idrossidi a valle) in sistemi a secco e/o a umido.

Figura 5.69 – Emissioni di impianto USC (best reference plant – Tachibana.Wan 2x1000 MWe)





## Le emissioni di CO<sub>2</sub>

Gli impianti di generazione elettrica (da combustibili fossili) non sono gli unici produttori di anidride carbonica (basti pensare agli impianti dell'industria metallurgica, cementifici, vetro, ceramica, al settore dei trasporti ecc.) ma rappresentano un settore importante ove un contributo alla riduzione delle emissioni avrebbe un peso non trascurabile nei bilanci globali (il settore elettrico produce circa 1/3 delle oltre 20.000 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> emesse ogni anno al mondo).

In generale i metodi per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> degli impianti alimentati con combustibili fossili sono l'aumento dell'efficienza di conversione, l'impiego di biomasse in co-combustione con carbone, l'impiego di miscele di biogas e gas naturale, l'aumento del ricorso a combustibili con minori emissioni specifiche (gas naturale in sostituzione di carbone) e soprattutto la cattura ed il confinamento di parte o di tutta la CO<sub>2</sub> prodotta.

La scelta della strategia di riduzione delle emissioni specifiche dipende in larga misura dalle caratteristiche del sistema di generazione esistente, dai prezzi dei combustibili e dai costi delle tecnologie disponibili. Da questo punto di vista il sistema Italia ha minori opzioni, in quanto già oggi la generazione di energia elettrica è largamente basata sul gas naturale.

Nella fattispecie la cattura ed il sequestro della CO<sub>2</sub> prodotta dagli impianti termoelettrici, effettuata in misura più o meno completa, è tecnicamente già possibile nei cosiddetti impianti a emissioni zero noti come "zero emission" o "near zero emission". La loro realizzazione presuppone profondi cambiamenti sia nei processi che nelle prestazioni degli impianti in termini di efficienza energetica, economici e le tecnologie proposte sono attualmente a differenti stadi maturazione. Si tratta di impianti che consentono una drastica riduzione delle emissioni specifiche, in termini di chilogrammi di CO<sub>2</sub> per kWh elettrico prodotto, non più emessi in atmosfera ma confinati in "serbatoi alternativi". È un settore che attualmente vede le prime iniziative in fase di progettazione, che rappresenta quindi una sfida rilevante sia in termini di ricerca tecnologica che di risorse necessarie, anche se finora nessun impianto di rilevante potenza è stato realizzato.

I metodi per la cattura sono differenti e possono essere inquadrati sotto le tipologie pre-combustione o post-combustione a seconda che la CO<sub>2</sub> venga catturata dalla miscela di gas combustibili, siano essi gas naturale o gas prodotti da un processo di gassificazione del carbone, o dai gas a valle della combustione.

I metodi per la cattura della CO<sub>2</sub> sono basati su reazioni reversibili, di adsorbimento su sostanze solide, di assorbimento in soluzioni liquide e su membrane aventi permeabilità selettiva ai diversi tipi di gas da separare. In genere la miscela di gas da separare deve essere portata al necessario grado di purezza ed alla temperatura compatibile con il processo di separazione. Solo in casi particolari la CO<sub>2</sub> può essere separata con metodi criogenici. Attualmente quasi tutti i metodi di separazione sono applicabili a temperature prossime all'ambiente. Ovviamente più alta è la concentrazione di CO<sub>2</sub> nella miscela di gas da separare, minore è la quantità di gas da trattare e più agevoli ed economici risultano i processi di separazione.

Le membrane permeabili selettive possono essere applicate anche per il frazionamento dell'aria, necessario in molte tipologie di impianti sia con che senza la cattura della CO<sub>2</sub>. Rispetto alla tecnologia attualmente disponibile di tipo criogenico, si spera di ridurre i costi energetici ed economici nella produzione di ossigeno tecnico.

Una volta che la CO<sub>2</sub> è separata dall'impianto di produzione di energia elettrica deve essere compressa e raffreddata fino a portarla allo stato liquido per il successivo trasporto e confinamento definitivo. In genere quindi la cattura della CO<sub>2</sub> comporta costi energetici che peggiorano le prestazioni degli impianti in termini di efficienza e maggiori costi di investimento e di esercizio, rispetto al rilascio in atmosfera.

Tabella 5.11 – Comparazione tecnologie SC, NGCC e IGCC con e senza cattura

Tipologia impianto	Costo impianto senza cattura CO <sub>2</sub>	Costo impianto con cattura CO <sub>2</sub>	Efficienza senza cattura CO <sub>2</sub>	Efficienza con cattura CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> emessa senza cattura CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> emessa con cattura CO <sub>2</sub>
	€/kW	€/kW	%	%	kg/MWh	kg/MWh
SC	1151	1976	41,8	31,4	776	121
NGCC	536	998	55,4	48,2	369	50
IGCC	1395	1881	42,7	35,6	753	92

Fonte: Tzimas e Peteves, Energy (30), 2005

I metodi attualmente più promettenti per la cattura della CO<sub>2</sub> sono applicabili agli impianti IGCC dove essa può essere catturata prima della combustione, agli impianti USC e SC con processi di combustione con ossigeno (oxy-fuel o denitrogenazione). Diversi sono poi i metodi applicati a impianti alimentati a gas naturale, sia in pre che post-combustione. Di fatto tutte le famiglie di impianti termoelettrici a carbone e a gas naturale hanno le loro varianti che prevedono la cattura della CO<sub>2</sub>.

La cattura della CO<sub>2</sub> negli impianti integrati di gassificazione del carbone (IGCC) mediante la sua separazione diretta dal syngas, prima della combustione nella turbina a gas, è una metodologia già proposta e studiata con riferimento alle tecnologie ed ai processi commercialmente disponibili.

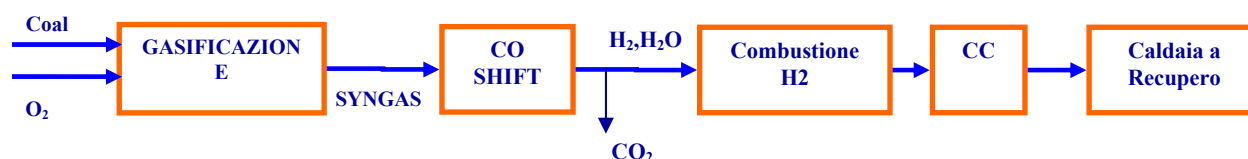
Tale processo è studiato anche per la generazione combinata di energia elettrica ed idrogeno, come nei programmi FutureGen in USA e HYPOGEN in Europa per un utilizzo sostenibile dei combustibili fossili, ma è anche sviluppato industrialmente (BP) per la produzione combinata di anidride carbonica, da utilizzare in campi petroliferi nella cosiddetta Enhanced Oil Recovery (EOR).

Lo schema semplificato di un IGCC equipaggiato con cattura della CO<sub>2</sub> è riportato nella figura 5.70. In pratica si tratta di una variante di un tipico impianto IGCC. In breve, il sistema è costituito da un sistema di produzione dell'ossigeno mediante distillazione frazionata dell'aria, da un sistema di gassificazione del carbone alimentato con ossigeno e vapor d'acqua, dal generatore turbogas e da un generatore di vapore a recupero (GVR) a 3 livelli di pressione con risurriscaldamento che alimenta una turbina a vapore. A tutto questo vengono aggiunti un reattore di shift, che opera facilitando la conversione del CO in CO<sub>2</sub> (con ulteriore produzione di idrogeno), con a valle un ulteriore componente atto alla cattura della CO<sub>2</sub> contenuta nella corrente di syngas.

Il sistema di cattura si completa con un'unità di rigenerazione del sorbente/solvente che opera l'assorbimento (con la rispettiva spesa energetica non nulla) e con un'unità di essiccamento e pressurizzazione della CO<sub>2</sub>. Come detto rimane nella configurazione di impianto il ciclo combinato che viene ad essere alimentato però da una corrente molto più concentrata in idrogeno rispetto al caso convenzionale.

Una ulteriore evoluzione di questo processo è il ciclo ZECOMIX, sviluppato dall'ENEA, nel quale la separazione della CO<sub>2</sub> dopo la gassificazione è attuata tramite un assorbente solido (CaO) e che prevede un ciclo combinato alimentato ad idrogeno ed ossigeno, che può in tale modo associare rendimenti molto elevati ad emissioni pressoché nulle.

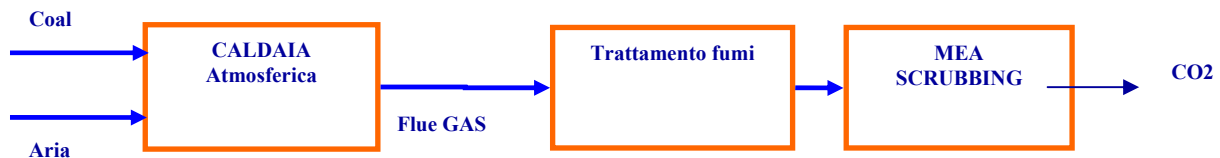
Figura 5.70 – Schema di impianto IGCC con cattura della CO<sub>2</sub>



Per quanto riguarda la tecnologia per gli impianti supercritici (SC) due sono le possibilità per effettuare la cattura della CO<sub>2</sub>. Un primo approccio prevede di operare con impianti convenzionali con combustione ad aria attraverso sistemi di cattura post-combustione. Si utilizzano solventi liquidi operanti a bassa temperatura con meccanismi simili a quelli utilizzati nella desolforazione (per esempio ammine) sui fumi raffreddati all'uscita dalla caldaia.

Il sistema si completa con l'unità di rigenerazione del solvente e con quella di trattamento e pressurizzazione della CO<sub>2</sub> (figura 5.71).

Figura 5.71 – Schema di impianto supercritico con cattura della CO<sub>2</sub> per assorbimento sui fumi



Un secondo sistema considera l'utilizzo di ossigeno come comburente (oxyfuel o denitrogenazione) e opera con la semplice condensazione del vapor d'acqua nei fumi raffreddati all'uscita dalla caldaia (figura 5.72).

Le portate in gioco sono notevolmente ridotte dall'assenza dell'azoto nei fumi, le unità di trattamento fumi sono quindi ridimensionate rispetto al caso di alimentazione ad aria comburente. La concentrazione della CO<sub>2</sub> a valle è abbastanza elevata (85%) tale da essere inviata, previo trattamento, all'unità di essiccamento e pressurizzazione fino alle pressioni necessarie per lo stoccaggio definitivo (maggiori di 80 bar).

Figura 5.72 – Schema di impianto oxyfuel SC con separazione della CO<sub>2</sub> per condensazione



### Cicli combinati avanzati

Nel lungo periodo potrebbero aversi impianti con prestazioni energetiche ed ambientali decisamente superiori se venissero risolti i problemi che ancora impediscono la diffusione delle celle a combustibile (fuel cell – FC) ad alta temperatura su impianti di grande potenza.

Sono infatti allo studio diverse tipologie di impianti che integrano celle a combustibile ad ossidi solidi (SOFC) o a carbonati fusi (MCFC) in impianti di potenza complessi, comprendenti ad esempio processi di gassificazione del carbone e cicli combinati gas-vapore, il tutto per produrre energia elettrica e idrogeno con la cattura della CO<sub>2</sub>. Grazie alle performance delle celle a combustibile è possibile, in linea teorica, ottenere prestazioni ambientali e energetiche particolarmente elevate, con rendimenti elettrici che potrebbero anche arrivare al 70%.

**L'immagazzinamento della CO<sub>2</sub>** in siti geologici appare, allo stato attuale, la migliore via possibile per la gestione della CO<sub>2</sub> prodotta a seguito dell'utilizzo delle fonti fossili, in quanto le alternative (quali l'utilizzo della CO<sub>2</sub> in attività industriali, implementazione dei cicli naturali di forestazione e riforestazione ecc.) appaiono del tutto velleitarie in ragione delle enormi quantità di CO<sub>2</sub> in gioco. Attualmente le emissioni di CO<sub>2</sub> relative agli usi energetici dei combustibili fossili in Italia superano le 450 milioni di tonnellate per anno.



Le strutture geologiche che offrono le maggiori potenzialità per il confinamento permanente della CO<sub>2</sub> sono i pozzi esauriti di gas naturale o petrolio (oggi già utilizzati per l'accumulo delle riserve strategiche del gas naturale) oppure i cosiddetti acquiferi salini profondi (zone geologicamente stabili con presenza di acqua e sali disciolti nel sottosuolo a grande profondità) stabili e non in comunicazione con le acque superficiali.

Tra le tecniche per l'immagazzinamento della CO<sub>2</sub> è necessario citare anche l'EOR (Enhanced Oil Recovery), che prevede l'immissione di CO<sub>2</sub> nei giacimenti di petrolio, per poterli sfruttare al massimo ed aumentarne la produzione, l'EGR (Enhanced Gas Recovery, come sopra per i giacimenti di gas naturale) e l'ECMB (Enhanced Coal Bed Methane, che prevede l'immissione di CO<sub>2</sub> su giacimenti di carbone profondi, non passibili di una coltivazione diretta, per poterne ricavare metano). Si tratta di processi produttivi (EOR e EGR già utilizzati su scala industriale) riconducibili alla re-immissione del carbonio nel sottosuolo, tuttavia nel contesto della Carbon Sequestration appaiono come tecnologie 'spurie', senz'altro di interesse ma non proponibili su scala planetaria. Infatti l'esigenza primaria è la sicurezza del confinamento della CO<sub>2</sub> su tempi elevatissimi, prevenendo sia un possibile lento rilascio verso l'atmosfera sia un rilascio più rapido, anche in presenza di eventi sismici, che potrebbe avere serie conseguenze per la sicurezza.

### **5.3.4 Idrogeno e celle a combustibile**

#### **Descrizione e stato dell'arte**

Le tematiche dell'idrogeno e delle celle a combustibile hanno assunto negli ultimi anni un rilievo crescente, sia a livello internazionale che nazionale, in virtù del contributo che la diffusione delle relative tecnologie può dare in prospettiva allo sviluppo di un sistema energetico sostenibile e delle opportunità industriali ad esse correlate. L'idrogeno, infatti, è un vettore energetico che può essere prodotto a partire da fonti diverse, sia fossili che rinnovabili, ed essere utilizzato in numerose applicazioni, sia stazionarie che mobili, senza emissioni dannose per l'ambiente. Le celle a combustibile, a loro volta, sono la tecnologia d'elezione per l'impiego dell'idrogeno, ma possono utilizzare anche altri combustibili (gas naturale, gas derivante da carbone, biomasse, rifiuti) con elevata efficienza e impatto ambientale molto limitato.

#### **5.3.4.1 Idrogeno**

Pur essendo l'idrogeno ampiamente utilizzato nell'industria (circa 500 miliardi di m<sup>3</sup>/anno), il suo impiego come vettore comporta mutamenti sostanziali nel sistema energetico e richiede tempi lunghi e investimenti ingenti, per lo sviluppo delle tecnologie (nelle varie fasi che vanno dalla produzione, al trasporto, distribuzione e accumulo, all'utilizzo) e delle infrastrutture necessarie e per la graduale introduzione nel mercato.

La produzione da fossili (gas naturale, carbone) è un passaggio essenziale per lo sviluppo dell'idrogeno nel medio termine e costituisce un ponte verso la produzione da fonti rinnovabili in una prospettiva più lontana. Le tecnologie sono in parte disponibili, anche se vanno ottimizzate (costi, efficienze, impatto ambientale) per una produzione di idrogeno su vasta scala. Il loro impiego e la loro diffusione nel medio termine sono condizionati dalla dimostrazione della fattibilità e della accettabilità del confinamento della CO<sub>2</sub>.

Diversi sono i processi utilizzabili per produrre idrogeno da fonti rinnovabili, a partire dalle biomasse (gassificazione o pirolisi, con eventuale separazione della CO<sub>2</sub>; processi biologici di fermentazione) o dall'acqua (elettrolisi, dissociazione dell'acqua mediante processi termochimici alimentati da energia solare, processi fotoelettrochimici). Tali processi sono tra loro molto diversi e con differente stato di sviluppo, ma richiedono tutti un intenso sforzo di ricerca e dimostrazione e la loro diffusione può essere prevista nel medio-lungo termine.

L'impiego dell'idrogeno come vettore energetico richiede la disponibilità dello stesso a costi competitivi per le diverse utenze, con la soluzione dei problemi connessi con il suo trasporto e la sua distribuzione. Anche se esiste un'ampia esperienza industriale, e gran parte delle tecnologie sono disponibili (trasporto di idrogeno liquido o gassoso su strada, idrogenodotti), sono necessari sensibili miglioramenti tecnici, economici e di sicurezza per il loro impiego su vasta scala.

L'allestimento delle infrastrutture di trasporto e distribuzione (ad es. le stazioni di rifornimento per i veicoli) richiede investimenti ingenti ed è attualmente appena avviato (circa 150 stazioni per progetti dimostrativi).

Le tecnologie di accumulo dell'idrogeno dipendono dalle applicazioni e sono critiche soprattutto per l'impiego a bordo dei veicoli, che richiede livelli elevati di sicurezza e densità di energia e bassi costi. Le soluzioni attuali (bombole, idrogeno liquido, idruri) non sono soddisfacenti e sono necessari ulteriori sviluppi delle stesse o soluzioni completamente nuove (ad es. idruri complessi, idruri chimici).

L'idrogeno può essere usato, in prospettiva, per la generazione di energia elettrica/cogenerazione (cicli termici, celle a combustibile) e per il trasporto (motori a combustione interna, celle a combustibile). Le tecnologie necessarie richiedono ancora un impegno notevole per giungere alla disponibilità di prodotti competitivi, anche se soluzioni intermedie (come l'alimentazione di cicli termici e motori a combustione interna con miscele contenenti idrogeno) sono praticabili anche nel breve termine.

#### **5.3.4.2 Celle a combustibile**

Esistono diversi tipi di cella, con differenti caratteristiche e diverso grado di maturità tecnologica. Le principali linee di sviluppo sono le seguenti:

##### *Applicazioni stazionarie*

- sistemi con celle a membrana polimerica per generazione/cogenerazione di piccola taglia (dal kW a qualche centinaio di kW, con metanolo, GPL, metano o idrogeno come combustibili; disponibili numerosi prodotti dimostrativi);
- sistemi con celle ad alta temperatura per generazione/cogenerazione distribuita (anche con cicli ibridi cella/turbina) (celle a carbonati fusi, da qualche centinaio di kW ad alcuni MW; celle ad ossidi solidi, da qualche kW ad alcuni MW; gas naturale e gas da biomasse o rifiuti come combustibili; numerosi impianti dimostrativi in esercizio, soprattutto per le celle a carbonati).

##### *Trazione*

- sistemi con celle a membrana polimerica, per diverse tipologie di veicoli (autobus e autovetture, prevalentemente a idrogeno, in prova nell'ambito di ampi programmi dimostrativi).

I problemi principali ancora da risolvere, pur nella diversità delle diverse tecnologie, riguardano essenzialmente l'aumento dell'affidabilità e della durata (obiettivi 40.000 ore per lo stazionario e 5.000 ore per la trazione) e la riduzione dei costi (obiettivi 1000-2000 €/kW per lo stazionario, <100 €/kW per il trasporto). Una penetrazione significativa nel mercato è prevista a breve termine per i generatori portatili, dopo il 2010 per i sistemi stazionari e dopo il 2015 per il trasporto.

#### **Ricerca e sviluppo e prospettive tecnologiche**

Impegnativi programmi nel settore dell'idrogeno e delle celle a combustibile sono in corso in Nord America, Europa e Giappone (più di 700-800 M€/anno di soli finanziamenti pubblici, di cui 250 in Giappone e almeno altrettanti negli USA) ed importanti collaborazioni internazionali sono state avviate da alcuni anni, come l'International Partnership for Hydrogen Economy, promossa dagli Stati Uniti, e diversi Implementing Agreements dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (su Idrogeno, Celle a Combustibile e Veicoli Elettrici ed Ibridi).

La Commissione Europea ha lanciato nel 2004 la European Hydrogen and Fuel Cell Technology Platform (HFP), con l'obiettivo di promuovere e accelerare lo sviluppo e la diffusione di tecnologie europee competitive per l'impiego dell'idrogeno e delle celle a combustibile in applicazioni stazionarie, portatili e nel trasporto. I lavori svolti nell'ambito della Piattaforma Europea hanno consentito di definire la strategia di intervento nel settore, delineando le principali azioni da intraprendere sia nel campo della ricerca e sviluppo che in quello della dimostrazione e introduzione nel mercato.

Tabella 5.12 – Scenario al 2020 per idrogeno e celle a combustibile in Europa

	FC portatili per dispositivi elettronici	Generatori portatili / Primi mercati	FC stazionarie (unità CHP)	Trasporto su strada
Proiezioni al 2020 - unità H <sub>2</sub> /FC vendute per anno	~ 250 milioni	~ 100.000 (~ 1 GWe)	100.000 - 200.000 (2-4 GWe)	0,4 - 1,8 milioni
Proiezioni di vendita totali fino al 2020	n.a.	~ 600.000 (~ 6 GWe)	400.000 - 800.000 (8-16 GWe)	1 - 5 milioni
Stato del mercato UE al 2020	Stabilito	Stabilito	In crescita	Introduzione nel mercato
Potenza media di sistemi con celle a combustibile	15 W	10 kW	< 100 kW (Micro CHP) > 100 kW (CHP industriali)	80 kW
Costi di sistemi con celle a combustibile	1-2 €/ W	500 €/kW	2.000 €/kW (Micro CHP) 1.000-1.500 €/kW (CHP industriali)	< 100 €/kW (per 150.000 unità/anno)

Fonte: *Snapshot 2020* - European Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform- Deployment Strategy

Per il periodo 2007-2015 è stato definito un Implementation Plan, che costituirà la base dei programmi futuri nel settore e che individua 4 linee di azione principali (Innovation and Development Actions):

- veicoli a idrogeno e infrastrutture di rifornimento;
- produzione sostenibile e distribuzione dell'idrogeno;
- celle a combustibile per cogenerazione e generazione elettrica;
- celle a combustibile per i primi mercati.

Tali linee di azione dovrebbero consentire a queste tecnologie di acquisire, al 2020, significative quote di mercato nel campo dei generatori portatili e delle applicazioni stazionarie, con l'impiego sia dell'idrogeno che di altri combustibili (gas naturale, gas derivante da biomasse o rifiuti ecc.), e di avviare, alla stessa data, la penetrazione nel settore della trazione, con qualche milione di veicoli. L'idrogeno dovrà essere prodotto in maniera crescente da fonti rinnovabili e da processi a basse o nulle emissioni di CO<sub>2</sub> (10-20% al 2015).

Gli obiettivi previsti al 2020 sono riportati nella tabella 5.12.

Sempre al 2020 è stata stimata la quantità di idrogeno necessaria per le diverse applicazioni (essenzialmente generatori portatili e veicoli, visto che per le applicazioni stazionarie si ipotizza fino a tale data l'impiego prevalente di combustibili diversi dall'idrogeno): in uno scenario di elevata penetrazione si prevede una richiesta di circa 5 milioni di tonnellate di idrogeno.

I finanziamenti della Commissione Europea in questo settore, passati dagli 8 M€ del II Programma Quadro (1986-1990) ai quasi 300 M€ del VI (2002-2006), dovrebbero avere un ulteriore aumento nel VII (circa 500 M€), nell'ambito del quale è prevista anche l'adozione di uno strumento di nuovo tipo, la Joint Technology Initiative (JTI), una partnership pubblico-privata che gestirà la parte del programma più vicina agli interessi industriali.

### Situazione italiana

La crescita dell'interesse per le tecnologie dell'idrogeno ha prodotto anche in Italia negli ultimi anni l'avvio di numerose iniziative da parte di aziende e PA centrale e locale, oltre ad un aumento della partecipazione delle strutture nazionali ai programmi europei nel settore.

Il più importante programma di ricerca è quello promosso congiuntamente dal Ministero dell'Istruzione, Università e Ricerca e dal Ministero dell'Ambiente con l'avvio, nel 2005, dei progetti FISIR su idrogeno e celle a combustibile (8 progetti sull'idrogeno e 6 sulle celle a combustibile, di durata triennale, con un finanziamento complessivo di quasi 90 M€ e un costo complessivo di circa 125 M€). Altri progetti sono stati promossi dal Ministero dell'Ambiente e dalle Regioni.

Queste ultime, in particolare, hanno avviato attività, sia di sviluppo che dimostrative, con l'obiettivo di favorire l'inserimento delle aziende locali nel settore e l'introduzione nel mercato di queste tecnologie. Particolarmente attive in questo campo sono Piemonte, Lombardia, Veneto, Emilia, Toscana e Sicilia. In fase di avvio sono anche alcuni progetti inseriti nel programma finanziato dal Ministero dello Sviluppo Economico con il Fondo per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.

I programmi coinvolgono numerose strutture di ricerca (ENEA, Istituti del CNR, CESI Ricerca, Centro Ricerche Fiat e molte università), industrie (costruttori di celle a combustibile, come Ansaldo Fuel Cells, Arcotronics Fuel Cells, Nuvera Fuel Cells; costruttori di veicoli, come Fiat e IVECO; produttori/distributori di idrogeno, come Enitecnologie, AGIP, Sapio) e utenti.

Per favorire il coordinamento delle molteplici iniziative in atto, e rafforzare il coordinamento con i programmi europei, il MIUR ha promosso a fine 2004 la creazione di una Piattaforma Italiana su Idrogeno e Celle a Combustibile. I lavori della piattaforma, cui hanno contribuito le principali strutture attive nel settore, tra cui l'ENEA, hanno consentito di definire una strategia nazionale e di individuare le possibili linee di intervento per il medio e lungo termine.

## CAPITOLO 6

### RICERCA E COMPETITIVITÀ

#### Premessa

Se l'elaborazione di scenari alternativi del sistema energetico rappresenta un passaggio obbligato per un paese che voglia intraprendere uno sviluppo "equilibrato" della sua domanda di energia, non meno rilevante è il senso che tale sviluppo ha per una crescita "sostenibile" di tutto il sistema economico, tanto in termini ambientali quanto in termini dei costi da sopportare. Rispetto a tale percorso di crescita, la valutazione del sistema energetico non può tuttavia prescindere da una valutazione più generale, nella quale la contabilità dei costi e benefici energetici è solo il punto di partenza di un confronto articolato tra i vincoli e le opportunità del sistema produttivo nel suo insieme.

Vale la pena ricordare come nel corso degli ultimi due decenni il contesto in cui si sono dovute misurare le scelte produttive dei diversi paesi sia stato caratterizzato da una crescente globalizzazione della produzione e tassi sempre più elevati di sviluppo tecnologico. La "produzione" di competenze di natura scientifica e tecnologica è così divenuta centrale nella creazione di vantaggi competitivi su cui si è andata ad innestare una "nuova" divisione internazionale del lavoro.

La crescita degli investimenti in ricerca e la sollecitazione di adeguati processi di accumulazione delle conoscenze hanno plasmato un rinnovato modello di crescita industriale, certamente non scontato nelle relazioni sottese, ma sempre più efficace nel discriminare il successo economico dei diversi paesi. Questa visione rispecchia, in particolare, il superamento di una concezione "lineare" dell'investimento in ricerca che si riversa direttamente sull'acquisizione di competenza tecnologica, e assume come significativo il ruolo che in ciascun paese riveste l'insieme complesso di tutte quelle relazioni tra i diversi attori (economici e istituzionali) che contribuiscono a tradurre con diversa efficacia la conoscenza in asset tecnologico per il sistema produttivo<sup>1</sup>.

L'esistenza di circuiti virtuosi che integrano gli sforzi profusi nella prime fasi della ricerca, condotta su una determinata tecnologia, con quelli, spesso considerevoli, richiesti nella fase di "deployment" della stessa, come, ad esempio, evidenziato nel Programma Nazionale della Ricerca 2005-2007, ovvero esplicitamente riconosciuto nella strategia di realizzazione di "piattaforme tecnologiche" nazionali su cui giocare la scommessa competitiva puntando a più elevati livelli di sviluppo, conferma, tuttavia, l'importanza essenziale che l'investimento pubblico in ricerca continua ad avere nelle politiche industriali dei maggiori paesi, in molti casi con uno slancio ben superiore a quello dei passati decenni, specialmente con riferimento allo sviluppo delle tecnologie più promettenti ma che non hanno ancora raggiunto lo stadio di commercializzazione. Si tratta di un punto di partenza tanto importante a livello generale, o per meglio dire "sistemico", quanto rilevante a livello di specifici settori di interesse.

Per il settore energetico gli attuali sviluppi della domanda di energia e dei vincoli di natura ambientale ed economica (costi dell'energia) portano senz'altro alla ribalta la necessità di una particolare focalizzazione dell'investimento in ricerca. Per questo motivo la prima parte del presente capitolo, dopo una rassegna delle principali attività e iniziative internazionali di R&S intraprese recentemente, illustra le principali direzioni che caratterizzano gli attuali piani di investimento in ricerca in materia di energia di diverse aggregazioni dei paesi maggiormente industrializzati (OCSE, G7, G5, UE-15 e Italia).

Lo scopo di questa parte del capitolo non è tanto quello di fornire un quadro esatto ed esaustivo della situazione di ciascun paese, cosa peraltro resa problematica dalla scarsità, se non assoluta mancanza come accade per il settore privato, di dati sugli investimenti in ricerca energetica, quanto di rendere disponibili una serie di dati e indicazioni sulla struttura del "portafoglio" di R&S che possono aiutare a valutare il legame tra ricerca e sviluppo economico e a individuare le priorità della ricerca sulle tecnologie energetiche fissate nelle principali aree geografiche (Stati Uniti, Giappone, UE e Italia).

---

<sup>1</sup> Per maggiori dettagli si veda il riquadro "Il ruolo della ricerca nello sviluppo delle tecnologie", p. 375.

La seconda parte del capitolo intende poi analizzare gli effetti che l'investimento in ricerca nel settore energetico sta avendo nello sviluppo tecnologico dei maggiori paesi industriali attraverso l'analisi della competitività acquisita nelle tecnologie applicate alla produzione di energia. Con questa visuale si intende non solo fornire un riscontro dei leader e dei *follower* tecnologici del settore energetico, ma anche riflettere, in senso più ampio, sulle ricadute dirette e indirette che lo sviluppo tecnologico in questo settore può avere in termini di opportunità di crescita del sistema economico. Dal considerare l'immediato riflesso sull'aumento dell'efficienza energetica, di per sé "allentamento" di un vincolo allo sviluppo, l'analisi si concentra infatti sui processi di creazione di nuove competenze tecnologiche, come guida di una strategia energetica più complessa, cioè tale da indurre un uso delle diverse fonti energetiche in base alla specifica padronanza delle diverse tecnologie, ma anche in grado di contribuire allo sviluppo tecnologico di tutto il sistema economico nel suo insieme. Dipendenza energetica e dipendenza tecnologica rappresentano in altri termini due facce di uno stesso vincolo allo sviluppo del Paese. In particolare se la capacità di incidere sulla dipendenza energetica risiede sempre più nell'elaborare opportune soluzioni tecnologiche, l'intento è quello di mostrare che esiste per il Paese il rischio di sviluppare una dipendenza tecnologica secondaria a quella energetica, a meno che le politiche orientate alla ricerca e allo sviluppo tecnologico non assumano un ruolo centrale nell'azione della politica industriale.

## **6.1 La ricerca scientifica e tecnologica nel settore energetico**

### **6.1.1 Attività e iniziative di R&S in ambito internazionale**

#### Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)

Il Carbon Sequestration Leadership Forum è un'iniziativa internazionale, cui partecipano 17 paesi oltre alla Commissione Europea, lanciata dagli USA nel febbraio 2003 nell'ambito del dibattito sul cambiamento climatico.

L'obiettivo principale di questa iniziativa è il miglioramento delle tecnologie di cattura e sequestro del carbonio da conseguire attraverso attività di ricerca e sviluppo, coordinata a livello internazionale e con il forte coinvolgimento dell'industria privata.

Nell'ambito del Forum sono attualmente previsti tre tipi di collaborazione: acquisizione dati, scambio di informazioni e progetti congiunti.

Le attività svolte nell'ambito del CSLF sono coordinate da un "*Policy Group*", incaricato di governare tutti gli aspetti istituzionali e politici dell'iniziativa, e da un Gruppo Tecnico, che ha il compito di monitorare l'andamento delle attività dei progetti di collaborazione e fare raccomandazioni al "*Policy Group*" su eventuali azioni che si dovessero rendere necessarie. I progetti di collaborazione possono essere intrapresi nell'ambito del CSLF una volta che per essi ci sia stata l'autorizzazione da parte del "*Policy Group*" su richiesta del Gruppo Tecnico. ENEA assicura il supporto tecnico specialistico al Ministero dello Sviluppo Economico, membro italiano di CSLF, e rappresenta l'Italia nel Gruppo Tecnico.

I progetti sinora riconosciuti nell'ambito del CSLF e che vedono la partecipazione di operatori italiani sono:

- The CO<sub>2</sub> Capture Project (CCP)

Partecipano a questo progetto internazionale otto delle maggiori società energetiche mondiali (Eni Spa per l'Italia). Il progetto mira alla riduzione delle emissioni associate alla fornitura dell'energia, garantendo il soddisfacimento dei fabbisogni energetici, a livello mondiale, a prezzi competitivi e, nel contempo, salvaguardando l'ambiente.

L'obiettivo principale del progetto è lo sviluppo di nuove tecnologie in grado di ridurre il costo della cattura della CO<sub>2</sub> generata dai processi di combustione e di consentire il suo stoccaggio sicuro nel sottosuolo. Queste tecnologie saranno applicabili alla maggior parte delle fonti di CO<sub>2</sub> – quali impianti di generazione elettrica e altri processi industriali. L'applicazione delle nuove tecnologie consentirà una riduzione significativa dell'impatto ambientale prodotto dall'impiego dei combustibili fossili nella fase di transizione verso un sistema energetico fondato su fonti energetiche più pulite.

- CO<sub>2</sub> GeoNet (Ist. Naz. Oceanografia e Geofisica Sperimentale, Università di Roma)

Il progetto, iniziato nel 2004, è focalizzato sulle opzioni per lo stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub> e sulla costituzione di un autorevole gruppo di esperti europei in materia. Tra i principali obiettivi rientrano la formazione di una partnership costituita inizialmente da 13 centri di ricerca europei e da altri esperti nell'area dello stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub>, l'identificazione delle problematiche, connesse allo stoccaggio geologico di lungo-termine, che richiedono una significativa attività di ricerca e sviluppo e la formulazione di nuovi progetti di ricerca e strumenti idonei a eliminare le attuali carenze di conoscenza.

Questo progetto consentirà di riallineare i programmi nazionali di ricerca e di evitare la duplicazione delle attività di ricerca. Contribuirà, inoltre, alla conoscenza di base necessaria per la selezione dei siti di stoccaggio, le operazioni di iniezione nel sottosuolo, il monitoraggio, la verifica, la sicurezza, la protezione ambientale e gli standard di formazione. Tutti questi contributi avranno un significativo impatto sulle attività future di sequestro e confinamento del carbonio.

Recentemente, sono stati presentati per approvazione del CSLF i seguenti due ulteriori progetti:

- ZECOMIX: Coal gasification for hydrogen and power generation with CO<sub>2</sub> separation (ENEA)
- COHYGEN: (Syngas da carbone per la produzione di combustibili puliti in particolare idrogeno), sviluppato da SOTACARBO e Ansaldo e finanziato dal Ministero dell'Università e Ricerca nell'ambito della legge 297.

#### "Partnership Internazionale per la promozione dell'Economia dell'Idrogeno" (IPHE)

L'iniziativa "International Partnership on Hydrogen Economy" è stata costituita a Washington, nel settembre 2003, con l'obiettivo prioritario di favorire la realizzazione, a livello mondiale, di una nuova economia basata sul vettore idrogeno per rispondere alla domanda crescente di energia del mercato e allo stesso tempo ridurre le emissioni di gas serra entro i valori indicati dagli scienziati del clima per evitare possibili disastri ambientali.

Aderiscono alla Partnership 16 paesi (Australia, Brasile, Canada, Cina, Francia, Germania, Giappone, India, Islanda, Italia, Corea, Norvegia, Nuova Zelanda, Regno Unito, Russia, Stati Uniti) e la Commissione Europea.

L'Italia, rappresentata dal Ministero per l'Ambiente e la Tutela del Territorio e del Mare, è un paese membro fondatore della partnership e ricopre la posizione di vicepresidenza assieme a Cina, Giappone e Canada. La presidenza è, attualmente, in carico agli Stati Uniti.

La IPHE ricopre un ruolo determinante nella realizzazione di questa nuova economia basata sull'idrogeno. Il vettore idrogeno, infatti, può costituire una valida opzione nei futuri scenari energetici e ambientali di ogni paese. L'idrogeno può essere prodotto da un ampio spettro di fonti energetiche primarie, sia fossili che rinnovabili e presenta grosse potenzialità per il controllo dei cambiamenti climatici, per il miglioramento della qualità dell'aria nelle città e per la razionalizzazione dello sfruttamento delle risorse energetiche di produzione interna e di importazione di ciascun paese. Il vettore idrogeno presenta inoltre un ampio spettro di usi finali nella generazione elettrica centralizzata, nella generazione distribuita di elettricità e calore e nell'autotrazione.

La complessità e la versatilità del vettore energetico idrogeno sia nella fase di produzione che nella fase di impiego, richiede un'ampia condivisione a livello mondiale degli aspetti tecnologici, normativi, economici, strategici e sociali.

I programmi di ricerca e sviluppo e i progetti dimostrativi trovano un supporto dalla integrazione delle risorse e delle esperienze dei vari paesi membri. La discussione e il confronto delle strategie proposte dai paesi membri portano un valido contributo e un efficace sostegno per la definizione e la realizzazione delle strategie specifiche che ogni paese dovrà adottare in base alle proprie condizioni specifiche di disponibilità delle varie tipologie di fonti energetiche.

La diffusione delle conoscenze sul vettore idrogeno presso i governi e le istituzioni a livello centrale e locale rappresenta un fattore chiave per il successo industriale e commerciale.

Anche per gli aspetti tecnico-scientifici e tecnologici, la IPHE svolge una funzione determinante nella realizzazione di questa nuova economia basata sull'idrogeno. Negli ultimi due anni sono stati avviati 23 progetti di collaborazione tra i vari paesi membri con l'obiettivo di realizzare valide sinergie con ottimizzazione delle risorse disponibili.

L'Italia partecipa attivamente a nove progetti IPHE.

Alcuni paesi membri della partnership hanno già inserito l'idrogeno nei piani energetici nazionali dei prossimi decenni e stanno definendo le migliori strategie per la loro realizzazione.

### Partnership Globale sulle Bioenergie" (GBEP)

Il Piano d'Azione approvato dal Vertice dei paesi G8+5 (Brasile, Cina, India, Messico, SudAfrica) di Gleneagles nel luglio del 2005, prevede l'avvio di una Partnership Globale sulle Bioenergie (*"promuoveremo il continuo sviluppo e la commercializzazione delle energie rinnovabili: [...] (d) lanciando una Partnership Globale sulle Bioenergie al fine di sostenere uno sviluppo più ampio ed efficiente delle biomasse e dei biocarburanti, in particolare nei Paesi in via di sviluppo dove l'uso delle biomasse è prevalente, a seguito del Seminario Internazionale sulle Bioenergie di Roma"*).

L'incarico di organizzare la partnership è stato affidato all'Italia, in particolare alla direzione generale per la Ricerca Ambientale e lo Sviluppo del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio. La direzione generale ha svolto una ampia attività istruttoria a livello internazionale per l'identificazione dei contenuti e delle modalità organizzative della partnership, in collaborazione con i paesi G8, la Commissione Europea, il Brasile, l'India, la Cina, il Messico, il Sud Africa e le Organizzazioni Internazionali (FAO, UNEP, IEA, UNDP, Banca Mondiale, UN Foundation, UNCTAD).

In collaborazione con Itabia (Associazione Italiana delle Biomasse) e l'Imperial College di Londra, è stato predisposto un "Libro Bianco sulle Bioenergie", per fare il punto sulle attività internazionali in corso ed evidenziare le barriere alla diffusione delle bioenergie nel mercato globale dell'energia.

Il Libro Bianco considera con particolare attenzione il rapporto tra produzione di bioenergia e protezione della biodiversità, tra uso energetico delle colture agricole e usi alimentari. Inoltre è stata indagata la complessa relazione tra politiche agricole, energetiche e commerciali nel contesto delle regole del commercio internazionale, al fine di evidenziare le possibili opzioni per sostenere il ruolo dei paesi in via di sviluppo presenti e potenziali produttori di biocombustibili.

Il lancio ufficiale della Partnership è avvenuto a New York l'11 maggio 2006, durante il segmento ministeriale della Commissione sullo Sviluppo Sostenibile (CSD14), con una cerimonia di firma dei "Terms of Reference" della Partnership. Hanno aderito alla Partnership i paesi G8, la Cina ed il Messico, la Food and Agricultural Organization (FAO), l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), la UN Foundation, l'Associazione degli Industriali Europei in materia di Biomasse (EUBIA). Brasile, India e Sud Africa stanno valutando le modalità della loro adesione.

Le linee di azione della partnership sono mirate a:

- favorire un dialogo politico di alto livello sulle bioenergie, supportando i decisori politici a livello nazionale e regionale oltre che lo sviluppo del mercato;
- sviluppare un uso efficiente e sostenibile delle biomasse e avviare progetti concreti nel campo delle bioenergie;
- promuovere lo scambio di informazioni, le conoscenze e le migliori tecnologie per sviluppare aree potenziali di collaborazione bilaterale e multilaterale;
- facilitare l'integrazione delle bioenergie nei mercati energetici analizzando e superando le barriere esistenti al loro sviluppo;
- agire in qualità di iniziativa *cross cutting*, lavorando in sinergia con altre rilevanti iniziative, evitando in tal modo duplicazioni.



La Partnership darà attuazione alle indicazioni di Gleneagles attraverso la combinazione della disseminazione delle tecnologie ed il superamento delle barriere fiscali e commerciali alla diffusione delle bioenergie.

Verrà dato ampliamento ai programmi e alle risorse delle istituzioni finanziarie internazionali, con particolare riferimento a Banca Mondiale, GEF, BEI, BERS, per sostenere, tramite finanziamenti a fondo perduto e crediti a lungo termine, i progetti di sviluppo delle bioenergie.

### "Partnership Methane to Markets"

La Partnership "Methane to Markets" è stata lanciata al Meeting Ministeriale che ha avuto luogo a Washington, il 16 novembre 2004; in tale occasione, 14 rappresentanti di governi nazionali hanno aderito all'iniziativa e hanno sottoscritto formali dichiarazioni per la minimizzazione delle emissioni di metano da fonti "chiave"; al riguardo la Partnership considera attualmente quattro sorgenti di emissioni: il settore "agricoltura"<sup>2</sup>; le miniere di carbone<sup>3</sup>; le discariche; il settore degli idrocarburi (petrolio e gas), e sottolinea l'importanza di realizzare progetti per la cattura e l'uso del metano da queste fonti prioritariamente nei paesi in via di sviluppo e in quelli con economie in transizione.

La Partnership rappresenta uno strumento, volontario e non vincolante, di collaborazione internazionale per la promozione di progetti per il recupero e l'utilizzo del metano come una pregiata fonte di energia pulita.

Suo scopo primario è quello di mettere insieme diverse organizzazioni e governi al fine di promuovere lo sviluppo di progetti di recupero e utilizzo del metano. Il settore privato, la comunità della ricerca, le istituzioni finanziarie ed altre organizzazioni governative e non-governative sono incoraggiate a collaborare con i Partner e contribuire all'iniziativa unendosi al Network del progetto<sup>4</sup>.

La realizzazione dei progetti in questione presenta notevoli potenzialità per la riduzione delle emissioni di gas-serra, il miglioramento della sicurezza energetica, il rafforzamento della crescita economica, il miglioramento della qualità dell'aria a livello locale e della sicurezza industriale.

### Il programma EUREKA

Il programma EUREKA, concepito dal Presidente François Mitterrand, è iniziato nel 1985 con l'Accordo di Hannover. La sua missione consiste nella crescita della competitività dell'industria europea nei settori tecnologici avanzati.

Eureka è basato su un approccio *bottom-up*: i proponenti – piccole medie imprese, gruppi industriali, enti di ricerca pubblici o privati, università – elaborano proposte di ricerca industriale, che vengono portate avanti con collaborazioni internazionali.

EUREKA è finanziata dai singoli paesi partecipanti – attualmente 37 più la Commissione Europea - ognuno con criteri diversi.

In Italia il finanziamento, in parte a credito agevolato e in parte a fondo perduto, fino a un massimo del 75%, è gestito dal Ministero dell'Università e Ricerca, attraverso il Fondo per le Agevolazioni alla Ricerca e dal Ministero dello Sviluppo Economico, mediante il Fondo per l'Innovazione Tecnologica.

Organismi decisionali ed operativi di EUREKA sono la Conferenza dei Ministri, il Gruppo di Rappresentanti di Alto livello, il Gruppo di Coordinatori nazionali e il Segretariato con sede a Bruxelles.

L'Italia ha ricevuto l'incarico di Presidente di turno di EUREKA per il periodo 01/07/2006-30/06/2007.

---

<sup>2</sup> Il settore "agricoltura" è responsabile di oltre il 50% delle emissioni mondiali di metano correlate ad attività umane.

<sup>3</sup> Le proiezioni indicano incrementi del 25% delle emissioni di metano da miniere di carbone al 2020 rispetto al livello 2000.

<sup>4</sup> Informazioni più dettagliate sono reperibili nel sito <http://www.methanetomarkets.org/about>.

### La fissione nucleare: le nuove generazioni di reattori

Attualmente, sono operativi nel mondo 442 reattori nucleari per una potenza di 370 GWe (pari a circa 6 volte l'intera potenza elettrica installata in Italia), con una produzione nel 2005 di 2.626 miliardi di kWh (circa 10 volte la produzione annuale di energia elettrica in Italia), pari a circa il 16% della produzione elettrica mondiale. Tale percentuale si eleva al 25% se si considerano i soli paesi OCSE e a ben il 35% per l'Unione Europea. Inoltre, sono in costruzione nel mondo 28 nuovi reattori per 22.000 MWe; sono in ordinazione o pianificati 62 reattori per 68.000 MWe e sono proposti ulteriori 161 reattori per 120.000 MWe.

Le preoccupazioni ambientali e di sicurezza di approvvigionamento energetico, unitamente alla domanda in forte aumento di energia elettrica (si prevede un raddoppio al 2030) e ai costi via via crescenti dell'energia da fonti fossili, stanno determinando in tutto il mondo un rinnovato interesse per questa tecnologia. Va peraltro notato che, anche negli scorsi anni di stasi negli ordinativi, la potenza effettiva, la capacità produttiva e la vita utile degli impianti nucleari in esercizio sono regolarmente migliorate.

Attualmente, l'energia elettro-nucleare mondiale è prodotta quasi esclusivamente tramite reattori a uranio arricchito e acqua naturale (pressurizzata o bollente), costruiti negli anni settanta e ottanta dello scorso secolo (seconda generazione). A fronte delle nuove prospettive di mercato, l'industria elettro-nucleare si sta preparando a fornire nuovi tipi di reattori per far fronte agli ordinativi e alle condizioni al contorno (disponibilità di materie prime, norme per la protezione dell'ambiente e della salute), prevedibili per i prossimi decenni.

La terza generazione comprende, innanzi tutto, i reattori avanzati ad acqua naturale, alcuni già in funzione in Giappone, come l'*Advanced Boiling Water Reactor* (ABWR da 1.400 MWe progettato da General Electric<sup>5</sup> e Toshiba) altri, come lo *European Pressurized Water Reactor* (EPR da 1.600 MWe fornito dalla franco-tedesca AREVA), in fase di ordinazione<sup>6</sup>. L'americana Westinghouse Electric Company<sup>7</sup> con il concorso dell'italiana Ansaldo Nucleare, ha applicato la tecnologia passiva all'*Advanced Passive-600* (AP600) e, successivamente, all'AP1000 che risultano essere gli unici impianti a sicurezza passiva approvati dalla Nuclear Regulatory Commission americana. A fine 2006, la Cina ha acquistato da Westinghouse le prime 4 unità di AP1000. Alla progettazione della prima unità partecipa anche l'italiana Ansaldo Nucleare.

Esiste poi una classe di reattori evolutivi rispetto ai precedenti – noti come reattori di Generazione III+ o *International Near Term Deployment (INTD) Reactors* – che si prevede siano disponibili fra il 2010 e il 2015. Fra essi si citano l'*Advanced CANDU Reactor* (ACR), in corso di certificazione in Canada, Cina, Stati Uniti e Regno Unito; i reattori refrigerati a gas ad alta temperatura come il *Pebble Bed Modular Reactor* (PBMR), sviluppato in Sud Africa col supporto di esperti tedeschi e con la collaborazione di BNFL ed il GT-MHR, reattore modulare refrigerato a gas da 100 MWe progettato da General Atomics (Stati Uniti). Una menzione particolare fra i reattori di questa generazione merita lo *International Reactor Innovative & Secure (IRIS)*, sviluppato da un ampio consorzio internazionale guidato da Westinghouse e di cui fanno parte anche università, organizzazioni di ricerca ed imprese italiane. IRIS è un reattore modulare ad acqua pressurizzata da 335 MWe, con circuito primario e generatori di vapore disposti all'interno del contenitore a pressione. Tale peculiarità consente notevoli riduzioni delle dimensioni del sistema di contenimento e, di conseguenza, la possibilità di collocare tali reattori in caverna o nel sottosuolo, un'idea del passato che potrebbe ridiventare attuale in tempi di crescente preoccupazione per gli attacchi terroristici. La certificazione di IRIS da parte degli organi di sicurezza degli Stati Uniti è prevista per il 2010, e la

---

<sup>5</sup> Nel novembre 2006 la General Electric (1 miliardo di dollari di fatturato annuo nel nucleare) ha annunciato una alleanza con Hitachi (1,4 miliardi di dollari di fatturato annuo nel nucleare), per costituire due *joint venture*: la prima (80% Hitachi) punta al mercato giapponese; la seconda (60% General Electric) copre il resto del mondo. Il prodotto di riferimento è un reattore ad acqua bollente di III generazione, di dimensioni intermedie (400-500 MWe): lo *Economic Simplified Boiling Water reactor (ESBWR)*. Il primo di questi reattori dovrebbe essere costruito a Port Gibson (Mississippi, USA) per la Entergy.

<sup>6</sup> Il primo esemplare di EPR entrerà in funzione in Finlandia nel 2010.

<sup>7</sup> Acquisita dalla giapponese Toshiba a inizio 2006 per ben 5,4 M\$ (cioè cinque volte il prezzo pagato per la medesima società dalla British Nuclear Fuel nel 1999).

commercializzazione potrebbe avvenire nel prossimo decennio. Installazioni modulari multiple potrebbero venire a costare 1.000-1.200 US\$/kW.

In sintesi, caratteristiche tipiche per i reattori di generazione III e III+ sono:

- un progetto standardizzato che abbrevi le procedure di approvazione e riduca i tempi e i costi di costruzione;
- alta disponibilità e lunga vita utile (tipicamente, 60 anni);
- presenza di dispositivi di sicurezza di tipo "intrinseco" o "passivo";
- flessibilità nella composizione del combustibile (uranio naturale ed a vari arricchimenti, miscele uranio-plutonio, quest'ultimo anche proveniente dallo smantellamento di armi nucleari, miscele uranio-torio) e sua alta "utilizzabilità" (burn-up), al fine di distanziare nel tempo le ricariche.

I reattori di quarta generazione, invece, sono ancora allo stadio concettuale. Essi sono oggetto di una iniziativa avviata nel gennaio 2000, allorché dieci paesi si sono uniti per formare il "Generation IV International Forum" (GIF) col fine di sviluppare i sistemi nucleari di futura generazione, cioè i sistemi che potranno divenire operativi fra 20 o 30 anni, subentrando all'attuale generazione di reattori a neutroni termici refrigerati ad acqua.

I sistemi nucleari di quarta generazione dovranno rispettare i seguenti requisiti:

- sostenibilità, ovvero massimo utilizzo del combustibile e minimizzazione dei rifiuti radioattivi;
- economicità, ovvero basso costo del ciclo di vita dell'impianto e livello di rischio finanziario equivalente a quello di altri impianti energetici;
- sicurezza e affidabilità; in particolare i sistemi di quarta generazione dovranno avere una bassa probabilità di danni gravi al nocciolo del reattore e tollerare anche gravi errori umani; non dovranno, inoltre, richiedere piani di emergenza per la difesa della salute pubblica, non essendoci uno scenario credibile per il rilascio di radioattività fuori dal sito;
- resistenza alla proliferazione e protezione fisica contro attacchi terroristici.

I paesi costituenti il GIF sono: Argentina, Brasile, Canada, Francia, Giappone, Gran Bretagna, Repubblica di Corea (Sud), Repubblica del Sud Africa, Svizzera e Stati Uniti; anche l'EURATOM, per l'Unione Europea, aderisce al Forum. Spicca l'assenza della Germania, ma è bene tener presente che comunque l'industria tedesca collabora strettamente nello sviluppo di molti reattori innovativi con aziende ed enti di altri paesi. Nel corso del 2006 si sono avute intense trattative con Federazione Russa e Cina che entreranno presto a far parte di GIF. L'intenso programma nucleare previsto in entrambi questi paesi fornirà un ulteriore impulso all'iniziativa Generation IV.

L'Italia (ENEA, Ansaldo Nucleare, CESI Ricerca e Università), contribuendo in maniera significativa ad alcuni progetti del VI Programma Quadro Europeo indirizzati allo sviluppo di reattori di IV generazione<sup>8</sup>, partecipa di fatto all'iniziativa Generation IV tramite l'EURATOM. Oltre 100 esperti dei 10 paesi aderenti a GIF hanno lavorato per due anni all'esame di un centinaio di alternative tecnologiche, e – con l'emissione nel dicembre 2002 di una *Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems* – sono pervenuti a definire i sei concetti più promettenti per la IV Generazione di reattori nucleari, intorno a cui organizzare il successivo programma di ricerca e sviluppo.

I sei sistemi nucleari selezionati da GIF sono:

- Gas-Cooled Fast Reactor (GFR) – reattori a spettro veloce, refrigerati a elio e con ciclo del combustibile chiuso, per una più efficiente conversione dell'uranio fertile e la gestione degli attinidi;
- Lead-Cooled Fast Reactor (LFR) – reattori a spettro veloce, refrigerati a piombo o eutettico piombo-bismuto e con ciclo del combustibile chiuso, per una più efficiente conversione dell'uranio fertile e la gestione degli attinidi;

---

<sup>8</sup> In particolare Ansaldo Nucleare è il coordinatore del progetto europeo denominato ELSY – European Lead-cooled System, che prevede lo sviluppo della progettazione concettuale e delle tecnologie associate del Lead Fast Reactor (LFR) di IV generazione.

- Molten Salt Reactor (MSR) – reattori a fissione prodotta in una miscela circolante di sali fusi, con spettro epitermico e possibilità di gestione degli attinidi;
- Sodium-Cooled Fast Reactor (SFR) – reattori a spettro veloce, refrigerati a sodio e con ciclo del combustibile chiuso, per una più efficiente conversione dell'uranio fertile e la gestione degli attinidi;
- Supercritical-Water-Cooled Reactor (SCWR) – reattore refrigerato ad acqua a temperatura e pressione oltre il punto critico, a spettro termico o veloce;
- Very-High-Temperature Reactor (VHTR) – reattore moderato a grafite e refrigerato ad elio, con ciclo once-through. Questo reattore è ottimizzato per la produzione termochimica di idrogeno, oltre che di elettricità.

Ogni paese partecipante a GIF si concentra, con proprie attività di R&S, su quei sistemi e su quelle linee di ricerca che rivestono il maggior interesse nazionale.

Nel febbraio 2005 cinque paesi partecipanti al GIF, e cioè Stati Uniti, Canada, Francia, Giappone e Gran Bretagna, firmando un cosiddetto Framework Agreement hanno concordato un programma comune di ricerca e sviluppo sui sei progetti prescelti. Anche l'EURATOM ha successivamente siglato tale accordo, permettendo a tutti gli Stati membri, fra cui l'Italia, di contribuire alla fase di R&S dei sei concetti di GENIV.

L'altra iniziativa internazionale, parallela a Generation IV, è costituita dal progetto INPRO "*International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles*" lanciato nel 2000 dall'*International Atomic Energy Agency* (IAEA). Il principale obiettivo di INPRO è assicurare che l'energia nucleare sia disponibile – come risorsa sostenibile – per soddisfare i bisogni energetici del 21° secolo. A tal fine sono necessari approcci e soluzioni che risolvano le attuali preoccupazioni sulla sicurezza, competitività economica, gestione dei rifiuti radioattivi e non proliferazione. INPRO si pone quindi il problema di identificare le necessità degli "utilizzatori" (comprendendo in tale categoria investitori, progettisti, esercenti e autorità di sicurezza), e operare in una prospettiva di lungo periodo, ponendo particolare attenzione alle esigenze dei paesi in via di sviluppo.

L'arco temporale previsto per l'analisi è di 50 anni, anche se le tecnologie innovative non dovranno essere implementate necessariamente entro tale termine.

Ad INPRO partecipano i seguenti paesi: Argentina, Brasile, Bulgaria, Canada, Cina, Corea, Federazione Russa, Francia, Germania, India, Indonesia, Olanda, Pakistan, Repubblica Ceca, Sud Africa, Spagna, Svizzera, Turchia, con il contributo anche della Commissione Europea. Anche gli Stati Uniti, nel corso del 2005, hanno deciso di aderire al programma INPRO.

Il programma di lavoro di INPRO è organizzato in varie fasi. In una prima fase – già completata – sono stati selezionati le linee guida, i criteri e le metodologie per una valutazione comparativa dei concetti innovativi proposti e i requisiti posti dagli utilizzatori. La fase attuale prevede l'esame di sistemi e tecnologie innovativi resi disponibili da alcuni Stati membri, a fronte dei criteri e dei requisiti precedentemente selezionati. La fase finale di INPRO sarà orientata a esaminare la possibilità di avviare un progetto internazionale, identificando le tecnologie più appropriate per l'implementazione negli Stati membri aderenti al progetto.

Esistono evidenti analogie fra Generation IV e INPRO sia nei requisiti che negli obiettivi tecnologici. Entrambe le iniziative, inoltre, vedono nella collaborazione internazionale un elemento essenziale per il mantenimento e lo sviluppo dell'opzione nucleare ed ambedue considerano che la R&S deve avere un ruolo centrale per il superamento degli ostacoli che oggi limitano lo sviluppo del nucleare.

Infine, particolare menzione merita il lancio, a inizio 2006, di una nuova iniziativa nucleare americana – nell'ambito dell'*US-Advanced Energy Initiative* – denominata *Global Nuclear Energy Partnership* (GNEP). Tale *Global Partnership* prevede un primo stanziamento del Department of Energy (DoE) per il solo 2007 di ben 250 milioni di dollari.

La strategia della GNEP si sviluppa lungo le seguenti 7 linee principali:

- la costruzione di una nuova generazione di impianti nucleari in USA;
- lo sviluppo e l'utilizzo di nuove tecnologie nucleari per il riciclo del combustibile;
- la gestione e lo stoccaggio di combustibile esaurito negli USA;

- il progetto di cosiddetti Advanced Burner Reactors, reattori veloci in grado di produrre energia utilizzando combustibile nucleare proveniente dal ritrattamento;
- la creazione di un programma per la fornitura di combustibile nucleare che permetta ai paesi in via di sviluppo di utilizzare l'energia nucleare in maniera economicamente vantaggiosa, minimizzando, nel contempo, i rischi di proliferazione nucleare;
- lo sviluppo e la costruzione di reattori di piccola taglia (tipo il sopramenzionato IRIS) per venire incontro alle necessità dei paesi in via di sviluppo;
- il miglioramento delle salvaguardie in campo nucleare per aumentare la resistenza alla proliferazione e la sicurezza di un mercato dell'energia nucleare in espansione.

In particolare, appare rilevante, in questo contesto, il cambiamento di strategia americana riguardo il ciclo del combustibile e le tecnologie di ritrattamento del combustibile. Come è noto, dopo che l'Amministrazione Carter aveva deciso di non costruire impianti di ritrattamento per usi civili, al fine di ridurre il rischio di proliferazione a scopi militari, il divieto di ritrattamento vige tuttora per i circa 100 reattori degli USA, con gravi conseguenze per la disponibilità di combustibile e, soprattutto, per la necessità di sempre più numerosi e/o più grandi depositi per il combustibile irraggiato. Con questa decisione storica, gli USA si allineano agli altri paesi con rilevanti programmi nucleari, come Francia, Gran Bretagna, Giappone, Russia e Cina, che dispongono di una capacità autonoma per il ritrattamento del combustibile nucleare.

Per quanto riguarda più specificamente l'Unione Europea, l'ultimo Libro Verde "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura" pubblicato nel 2006, riconosce che "l'energia nucleare, attualmente, contribuisce a circa un terzo della produzione di energia elettrica dell'UE e rappresenta oggi la maggior fonte di energia senza emissioni di carbonio in Europa". Da qui l'impegno della Commissione Europea sulla fissione nucleare avanzata - tramite l'Euratom - anche nell'ambito del settimo programma quadro appena iniziato.

### La fusione nucleare

L'utilizzo delle reazioni di fusione nucleare è un possibile metodo di produzione di energia, in fase di sviluppo da circa 50 anni. In tale tipo di reazioni due nuclei di elementi leggeri (tipicamente deuterio e trizio, isotopi dell'idrogeno) si fondono per formare un nucleo di un elemento più pesante (tipicamente particelle  $\alpha$ , cioè nuclei di elio) con produzione di energia sotto forma di particelle energetiche (tipicamente neutroni). Tale forma di produzione di energia presenta molte caratteristiche positive rispetto alle altre fonti e, in particolare, condivide con l'altra fonte di natura nucleare, la fissione, la caratteristica di non produrre gas-serra. Rispetto alla fissione, inoltre, presenta una forte attenuazione delle problematiche connesse con la produzione di residui radioattivi, gli impianti sono intrinsecamente sicuri e il combustibile è praticamente inesauribile e uniformemente distribuito sulla Terra.

Le reazioni di fusione termonucleare hanno luogo quando il combustibile viene portato a sufficiente densità e a temperature elevatissime (decine o centinaia di milioni di gradi). In tale condizione la materia è in uno stato particolare, detto plasma, costituito da un gas di ioni ed elettroni indipendenti, dominato da interazioni di tipo elettrico e magnetico.

Gli sviluppi si basano su due schemi principali.

Nel primo (fusione a confinamento magnetico) si confina il plasma all'interno di un contenitore per tempi lunghi mediante particolari configurazioni di campo magnetico. La densità del plasma è piuttosto bassa perché ad essa è legata la pressione del plasma stesso che deve essere contenuta dalle strutture della macchina. Nella fusione a confinamento magnetico, le ricerche finora condotte hanno portato: a) a una buona conoscenza dei fenomeni del plasma e del loro controllo; b) a una determinazione di leggi di scala che consentono di prevedere il comportamento del plasma del reattore; c) a uno sviluppo di buona parte delle tecnologie e dei metodi di fabbricazione necessari per il reattore.

Nell'altro schema (fusione inerziale) non si confina il plasma ma lo si comprime e riscalda mediante mezzi esterni (ad es. irradiandolo con un laser) e lo si lascia poi espandere liberamente utilizzando l'energia emessa dalle reazioni nucleari nel breve periodo della fase calda e densa. È questo lo schema di funzionamento delle bombe ad idrogeno, fatte esplodere per la prima volta nel 1952 dagli Stati Uniti.

Dopo le Conferenze Internazionali sull'Uso Pacifico dell'Energia Nucleare (Ginevra, 1955 e 1958), in Europa la ricerca civile è concentrata sullo schema a confinamento magnetico, mentre per quello a confinamento inerziale ci si limita ad un'attività di mantenimento di competenze su apparati adeguati, onde essere preparati scientificamente, tecnologicamente ed in termini di risorse umane ad indirizzare gli sforzi su questo filone nel caso in cui le ricerche svolte altrove (principalmente USA, Russia, Regno Unito, Francia e Giappone) ne dimostrassero il successo.

### *Fusione a confinamento magnetico: il progetto internazionale ITER*

Il panorama della fusione magnetica mondiale sarà dominato, nei prossimi trenta anni, dalla costruzione e sperimentazione della macchina ITER (*International Thermonuclear Experimental Reactor*). Dopo venti anni di progettazione e sviluppo e di trattative fra i partner, sbloccando una situazione di stallo che minacciava la realizzazione dell'intero progetto, il 28 giugno 2005 è stato raggiunto un accordo sulla localizzazione di ITER, ed il 21 novembre 2006, a Parigi, è stato formalmente sottoscritto l'accordo di realizzazione congiunta del progetto internazionale di fusione nucleare controllata.

ITER costituisce una tappa fondamentale nel cammino verso la realizzazione di reattori commerciali a fusione. Tale cammino, muovendo dall'attuale generazione di macchine in operazione, quali JET - ma anche FTU, Asdex, Tore Supra (per limitarsi a quelle europee) - comporterà la costruzione di ITER a Cadarache (Francia) e, in parallelo, lo sviluppo di un programma collaterale che fornisca gli elementi scientifici ma soprattutto tecnologici, detto "*di accompagnamento*" ad ITER.

L'obiettivo programmatico di ITER è di dimostrare la fattibilità scientifica e tecnologica della fusione nucleare per scopi pacifici. Sulla base delle informazioni derivate dal programma complessivo, verrà progettato e costruito successivamente un reattore dimostrativo (DEMO) che immetterà potenza nella rete (ITER, pur affrontando problematiche tecnologiche relative al reattore, quali lo studio del *blanket*<sup>9</sup> per l'estrazione dell'energia e la produzione di trizio, non è previsto per la produzione industriale).

Il programma di ITER prevede una durata di dieci anni per la costruzione e, a seguire, venti anni di sperimentazione. Quest'ultima sarà suddivisa in due fasi. Nella prima, della durata di dieci anni e quindi fino al 2025, ITER esplorerà le problematiche di fisica e di tecnologia (*blanket*) atte a dare risposte ai quesiti essenziali (estrapolabilità degli esperimenti, delle configurazioni e delle teorie sviluppati con le macchine attuali alle nuove condizioni di *burning plasma*<sup>10</sup>). Nella seconda, parimenti della durata di dieci anni (quindi dal 2025 al 2035), ITER affronterà problematiche più di lungo periodo relative alla realizzazione di scariche stazionarie o su tempi lunghissimi.

Per quanto riguarda la realizzazione di ITER, l'accordo prevede la collaborazione di sette partner: UE, Cina, Corea del Sud, India, Giappone, Federazione Russa, USA. La valutazione ufficiale del costo di costruzione di ITER è di 4,57 miliardi di Euro (prezzi 2000)<sup>11</sup>.

---

<sup>9</sup> La funzione fondamentale del "*blanket*" è quella di assicurare la necessaria schermatura dell'energia termica e del flusso neutronico prodotti dal plasma rispetto al contenitore e ai componenti esterni della macchina.

<sup>10</sup> Il futuro reattore a fusione userà come combustibile una miscela di deuterio e di trizio. Le reazioni di fusione con tale combustibile producono neutroni da 14,1 MeV e particelle  $\alpha$  di 3,5 MeV. Mentre i neutroni fuoriescono dal plasma e vengono utilizzati nel blanket che contorna la camera da vuoto per la produzioni di energia e per quella di trizio, le particelle  $\alpha$  restano confinate nel plasma e trasferiscono a questi la loro energia per collisione con ioni ed elettroni e alla fine costituiscono una cenere da eliminare per evitare l'avvelenamento del plasma stesso. Il plasma in queste condizioni (*burning plasma*) ha quindi tre componenti: ioni, elettroni e particelle  $\alpha$  energetiche. Tale condizione è profondamente differente da quella finora realizzata. Infatti tutte le macchine esistenti (con eccezioni non significative di JET e TFTR) hanno operato esclusivamente in deuterio puro e quindi con una reattività tale da non produrre un significativo numero di particelle cariche energetiche. Nonostante un notevole lavoro teorico e modellistico è necessario quindi verificare sperimentalmente il comportamento del *burning plasma* che potrebbe dare luogo a fenomeni e comportamenti imprevedibili.

<sup>11</sup>The ITER Project - [www.iter.org](http://www.iter.org).

Per quanto riguarda la natura dei costi, questi si ripartiscono fra forniture ad alta tecnologia corrispondenti all'80% del totale (common area) da suddividersi fra tutti i partner ed infrastrutture, corrispondenti al 20% (non-common area), a carico del partner ospitante e quindi dell'Europa.

Nel quadro europeo assume un'importanza fondamentale il ruolo delle Associazioni. Solo queste, infatti, posseggono il *know-how* necessario a fornire supporto alle industrie europee nella realizzazione dei componenti di ITER. Le Associazioni dovranno anche implementare il programma di accompagnamento (comprese le attività sul JET) e lo sviluppo delle tecnologie per DEMO (*Long Term*). L'ENEA, sulla base di una delibera del CIPE del 1983, è l'unica interfaccia italiana con EURATOM e coordina e pianifica tutte le ricerche nel campo della fusione svolte in Italia. Tali ricerche sono svolte, oltre che da ENEA, da CNR (Istituto di Fisica del Plasma di Milano), dal Consorzio RFX di Padova, dal Politecnico di Torino, dal Consorzio CREATE (Università di Cassino, Napoli e Reggio Calabria), dall'Università di Catania e dall'Università di Roma Tor Vergata.

### *Fusione a confinamento inerziale*

Il metodo alternativo per la produzione commerciale di energia da fusione è la fusione inerziale che, come detto precedentemente, consiste nell'ottenere condizioni di altissima densità del plasma bombardando, ad esempio, piccole sferette contenenti una miscela di deuterio-trizio con fasci di luce laser o di particelle, di alta energia. L'energia elettromagnetica dei fasci laser di alta potenza (o l'energia cinetica delle particelle accelerate) è trasferita uniformemente alla superficie della sferetta. La superficie della sferetta evapora e, secondo il principio di azione e reazione, il combustibile viene compresso e riscaldato. Si realizza così la condizione di altissima densità del plasma anche se per tempi di confinamento molto brevi.

Lo stato di avanzamento delle ricerche in questo campo è tale da fare prevedere un tempo di sviluppo dello stesso ordine di quello del confinamento magnetico. Infatti, da un lato è già costruito ed in fase di *commissioning* un impianto (NIF - National Ignition Facility - Livermore) che dovrà dimostrare la fattibilità del metodo. L'impianto è basato su un laser di energia fino a 1,8 MJ e darà risultati significativi già nei prossimi anni. È anche in costruzione in Francia un impianto (Laser MJ) che permetterà di esplorare la medesima problematica. D'altra parte, anche se con gli esperimenti su tali impianti si potranno dare risposte fondamentali alle questioni di fisica, per la realizzazione del reattore commerciale resteranno importanti problemi di carattere tecnologico (quali ad esempio l'efficienza del laser) che faranno sì che i tempi totali dello sviluppo siano confrontabili con quelli della fusione magnetica.

Per quanto riguarda l'Europa, EURATOM ha deciso di focalizzare, ormai da decenni, le proprie attività sul confinamento magnetico riservando al confinamento inerziale solo un'attività di mantenimento delle competenze nel settore, onde essere in grado, qualora la fusione inerziale dovesse rivelarsi vincente, di concorrere al suo sfruttamento.

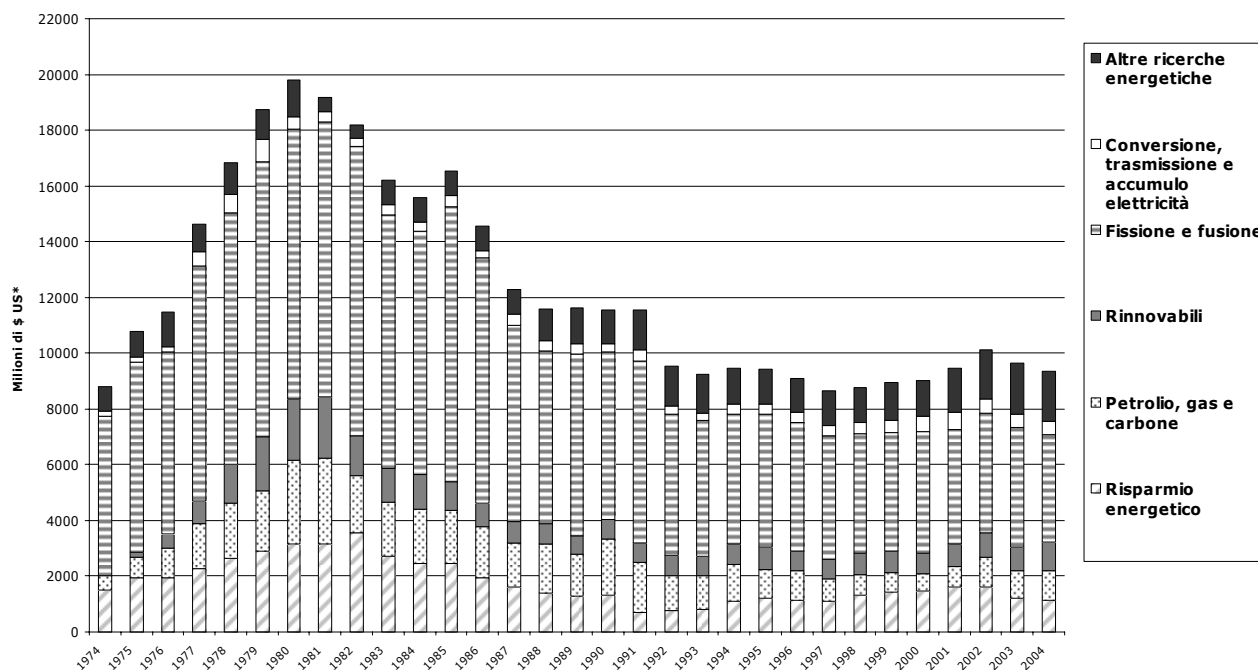
### 6.1.2 Gli investimenti pubblici per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore dell'energia in ambito internazionale

La disponibilità di dati relativi agli investimenti per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore energia, sia a livello internazionale che nazionale, è piuttosto scarsa soprattutto per la parte che riguarda il contributo del settore delle imprese. Una delle poche fonti d'informazione disponibili è quella costituita dalla banca dati dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), che raccoglie dai 27 paesi membri (praticamente tutti paesi industrializzati) i dati sulle spese governative per la ricerca in campo energetico a partire dal 1974. Stimare l'ammontare delle spese complessive dei diversi paesi, a partire dal dato parziale delle spese pubbliche, è compito molto difficile. Per tale ragione, le considerazioni svolte da qui in avanti sugli investimenti di R&S in campo energetico fanno riferimento principalmente alle spese pubbliche.

La figura 6.1 riporta l'aggregato delle spese governative per ricerca e sviluppo dei paesi membri dell'AIE dal 1974 al 2004: i valori sono espressi in milioni di dollari US a prezzi e tassi di cambio del 2004.

La serie storica descritta dal grafico, se pur incompleta per la mancanza di dati per alcuni paesi per certi anni e per l'ingresso di nuovi membri, evidenzia che le spese pubbliche di R&S in campo energetico sono più che raddoppiate nel periodo dal 1974 (primo *shock* petrolifero) al 1980, per poi ridiscendere progressivamente verso livelli comparabili a quelli iniziali. Tale *trend* appare chiaramente legato sia alle vicende dei prezzi del petrolio che a quelle del settore nucleare (da fissione prima e poi anche da fusione), il quale assorbe una quota considerevole (oltre la metà) dei *budget* pubblici di ricerca in ambito energetico.

Figura 6.1 - Spese governative per R&S in campo energetico nell'insieme dei paesi AIE



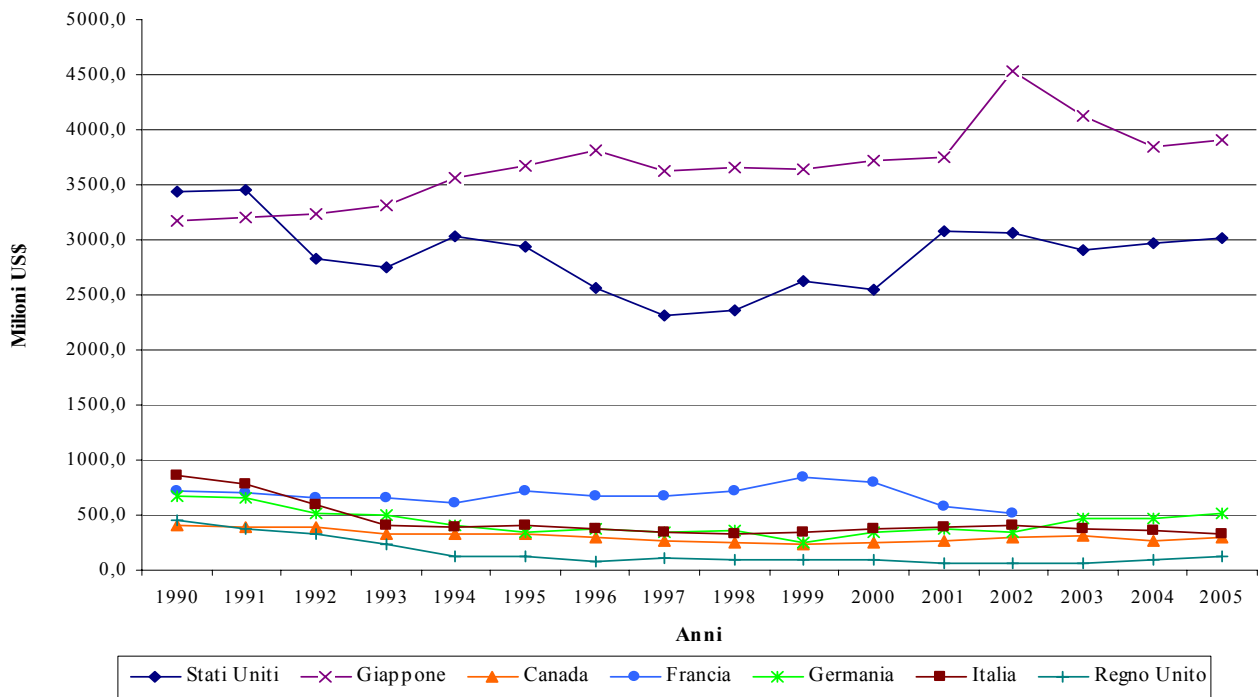
\*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2004  
Fonte: Banca dati AIE

Qualora il livello sostenuto dei prezzi del petrolio sperimentato negli ultimi tre anni permanesse per qualche anno ancora, un effetto d'incremento sulle spese per R&S energetica si potrebbe evidenziare nel corso dei prossimi anni.

La figura 6.2 riporta il *trend* delle spese di ricerca governative dei paesi del cosiddetto G7 per il periodo dal 1990 al 2005. Le spese governative di Stati Uniti e Giappone nel 2005 sono risultate pari a circa 6,92 miliardi di US \$ (cioè circa il 72% del totale per i paesi dell'AIE).



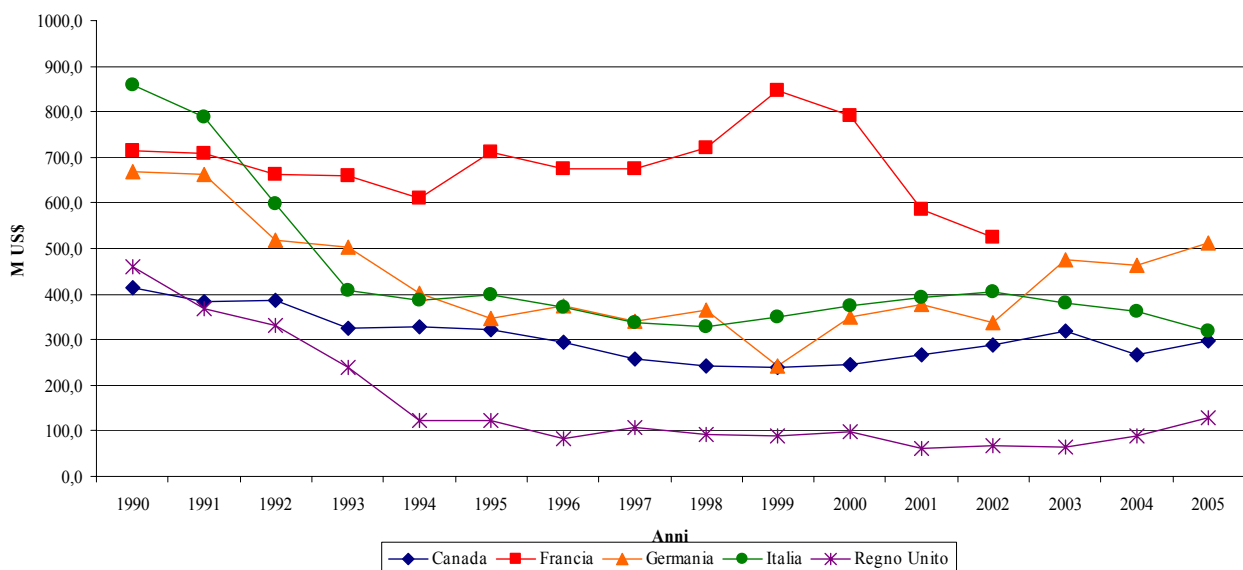
Figura 6.2 - Spese governative per R&S in campo energetico nei 7 principali paesi dell'OCSE\*



\*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2005  
Fonte: Banca dati AIE

Il peso preponderante degli investimenti in R&S energetica del Giappone e degli Stati Uniti rende poco apprezzabile l'andamento degli investimenti negli altri cinque paesi. Per tale ragione i dati relativi a questi ultimi sono riprodotti in un grafico separato (figura 6.3). Questo grafico evidenzia il crollo nei budget di ricerca pubblica verificatosi nella prima metà degli anni novanta nelle quattro più importanti economie europee (Francia, Germania, Italia e Regno Unito).

Figura 6.3 - Spese governative per R&S in campo energetico in 5 paesi dell'OCSE\*



\*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2005  
Fonte: Banca dati AIE

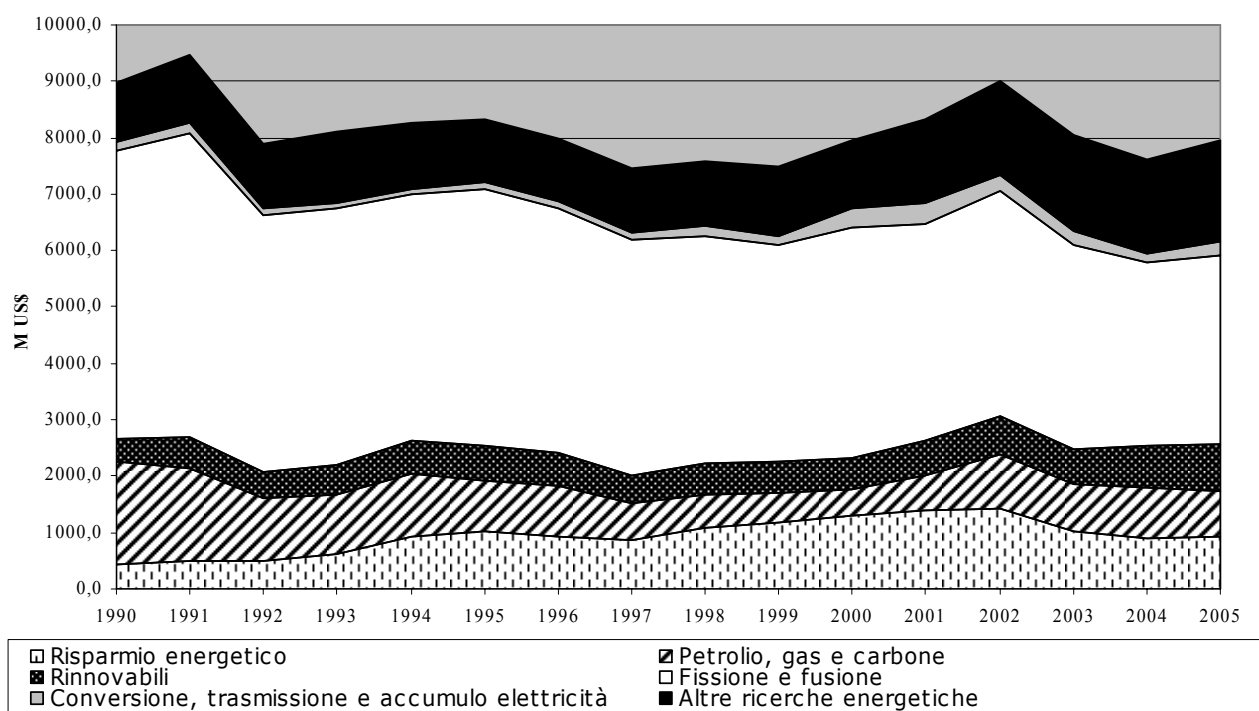
Fra le cause che possono essere citate per spiegare questo fatto, rientrano le restrizioni di bilancio imposte dall'adeguamento agli accordi di Maastricht, l'inizio dei processi di privatizzazione dei servizi energetici e di liberalizzazione dei mercati dell'energia in Europa, il graduale abbassamento dei prezzi del petrolio a livello mondiale. Nello stesso periodo, le spese di ricerca finanziate dalla Commissione Europea, pur se relativamente stabili o in leggera crescita, non sono riuscite a compensare le tendenze negative evidenziate a livello nazionale.

La figura 6.4 mostra l'aggregato delle spese di ricerca e sviluppo in campo energetico dei governi dei sette principali paesi dell'OCSE (i G7), per il periodo 1990-2005, suddivise per aree tecnologiche. Tenendo conto che la serie storica presenta alcune lacune (mancano i dati per l'Italia nel 1992 e 1999, per la Germania nel 1990, per la Francia nel 2003, 2004 e 2005), si possono abbozzare alcune considerazioni.

Il trend negativo sembrava essersi arrestato nel 1998, grazie soprattutto alla ripresa degli investimenti in Giappone e Stati Uniti. In assenza di dati per la Francia relativamente agli anni dal 2003 al 2005, è tuttavia difficile dire se il forte incremento delle spese verificatosi nel 2002 sia stato solo un'anomalia.

Il grafico sottolinea anche il forte peso degli investimenti nel settore nucleare, per quanto in diminuzione in termini relativi. Questo risultato si deve principalmente al continuo impegno in questo settore dei governi giapponese e francese, che hanno mantenuto pressoché stabili i loro livelli di spesa di ricerca sul nucleare da fissione. Negli altri paesi, ad eccezione del Canada, le spese di ricerca sulla fusione hanno ormai superato quelle per la fissione.

Figura 6.4 - Spese governative per R&S in campo energetico nei 7 principali paesi dell'OCSE (in M US\$)\*,\*\*



\* Dati mancanti per l'Italia (1992 e 1999), la Germania (1990), la Francia (2003, 2004, 2005)

\*\*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2005

Fonte: Banca dati AIE

Le spese per le tecnologie per la ricerca, estrazione, trasformazione e trasporto di fonti d'energia fossile, dopo una prolungata fase di contrazione, hanno ripreso leggermente a crescere dal 2001 in poi. Quelle per il risparmio energetico sono cresciute dal 1997 al 2002, ma sono discese nuovamente. Invece quelle per le tecnologie "orizzontali" (Altre aree di ricerca) e quelle sulle rinnovabili sembrano in continua crescita dal 1997 in poi.

### 6.1.3 Il quadro europeo

#### *Il Settimo Programma Quadro di ricerca e sviluppo*

Con la decisione del 18 dicembre 2006, il Consiglio e il Parlamento europeo hanno adottato il Settimo Programma Quadro per le attività di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione (2007-2013). Nell'ambito della strategia di Lisbona, la ricerca fa parte del "triangolo della conoscenza", destinato a rafforzare la crescita e l'occupazione dell'Unione Europea (UE) in un'economia globalizzata. Il Settimo PQ mira a portare la sua politica della ricerca al livello delle sue ambizioni economiche e sociali, consolidando lo Spazio Europeo della Ricerca (SER). Lo stanziamento di bilancio per il Settimo PQ è pari a 50,521 miliardi di euro; ulteriori 2,7 miliardi di euro sono stati stanziati per il Programma Euratom di ricerca nel settore nucleare<sup>12</sup>.

#### **Il Settimo Programma Quadro**

Il Settimo Programma Quadro è articolato in quattro programmi specifici che corrispondono a quattro obiettivi fondamentali della politica europea di ricerca.

##### *- Cooperazione*

Questo programma sosterrà la ricerca attraverso progetti di cooperazione internazionale anche con paesi fuori dall'UE e promuoverà il progresso della scienza e della tecnologia.

##### *- Idee*

Questo programma finanzia la ricerca di frontiera promossa dai ricercatori in tutti i campi della ricerca sulla base dell'eccellenza, e sarà attuata attraverso il Consiglio Europeo della Ricerca (CER). I progetti saranno presentati da singoli ricercatori e verranno valutati in base all'unico criterio dell'eccellenza secondo la valutazione fra pari.

##### *- Persone*

Questo programma mira alla formazione e mobilità dei ricercatori allo scopo di incrementare la quantità e la qualità dei ricercatori in Europa, cosicché questi saranno incoraggiati a rimanere in Europa mentre i migliori ricercatori del mondo dovrebbero essere attratti dall'eccellenza e dalle infrastrutture della ricerca europea.

##### *- Capacità*

Questo programma ha come obiettivo l'ottimizzazione dell'uso e dello sviluppo di infrastrutture di ricerca e il rafforzamento delle capacità innovative delle PMI per un migliore utilizzo della ricerca. Saranno finanziate anche attività di cooperazione internazionale e progetti che avvicinino la società e la scienza europea.

Il programma specifico "Cooperazione" è suddiviso in nove sottoprogrammi afferenti alle seguenti aree tematiche (figura 6.5):

- a) Salute
- b) Prodotti alimentari, agricoltura e biotecnologie
- c) Tecnologie dell'informazione e della comunicazione
- d) Nanoscienze, nanotecnologie, materiali e nuove tecnologie di produzione
- e) Energia
- f) Ambiente (ivi compresi i cambiamenti climatici)
- g) Trasporti (ivi compresa l'aeronautica)
- h) Scienze socioeconomiche e scienze umane
- i) Sicurezza e spazio.

##### *Area tematica "Energia"*

L'obiettivo strategico di questa area tematica (budget complessivo pari a 2,3 miliardi di euro) è quello di trasformare l'attuale sistema energetico in un sistema maggiormente sostenibile, meno dipendente da combustibili importati, basato su un diverso mix di fonti e vettori energetici, con particolare attenzione alle tecnologie a bassa/nulla intensità carbonica, associate ad una maggiore efficienza energetica per far fronte alle sfide, sempre più pressanti, della sicurezza dell'approvvigionamento e dei cambiamenti climatici, rafforzando nel contempo la competitività delle industrie europee.

Per il conseguimento dell'obiettivo citato lo sforzo di ricerca sarà concentrato sui seguenti temi:

##### *- Idrogeno e celle a combustibile*

Azione integrata destinata a fornire una solida base tecnologica alle industrie comunitarie dell'idrogeno e delle celle a combustibile per applicazioni fisse, mobili e nei trasporti.

<sup>12</sup> Informazioni dettagliate sul VII PQ sono disponibili al sito: <http://cordis.europa.eu/fp7>

*- Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*

Tecnologie destinate a rafforzare l'efficienza totale di conversione, ridurre i costi e migliorare l'affidabilità della generazione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili interne, inclusi i rifiuti biodegradabili, e per lo sviluppo e la dimostrazione di tecnologie adatte a condizioni regionali diverse.

*- Produzione di combustibile rinnovabile*

Tecnologie integrate di conversione e sistemi di produzione di combustibili per sviluppare e ridurre il costo unitario dei combustibili solidi, liquidi e gassosi (ivi compreso l'idrogeno) prodotti da fonti energetiche rinnovabili, inclusi rifiuti biodegradabili e biomasse, stoccaggio e distribuzione economicamente convenienti per l'uso di combustibili "a zero emissioni di CO<sub>2</sub>" (*carbon neutral*), in particolare biocarburanti liquidi per i trasporti.

*- Fonti di energia rinnovabile per il riscaldamento e la climatizzazione*

RS&D di tecnologie e apparecchiature, compresi i sistemi di stoccaggio, destinate a rafforzare l'efficienza e a ridurre i costi dei sistemi attivi e passivi di riscaldamento e climatizzazione estiva da fonti energetiche rinnovabili, garantendone l'uso in condizioni regionali diverse.

*- Tecnologie di cattura e immagazzinamento di CO<sub>2</sub> per la generazione di elettricità ad emissioni zero*

RS&D di tecnologie mirate a ridurre drasticamente l'impatto ambientale negativo dei combustibili fossili in vista della creazione di impianti di produzione di elettricità e/o calore ad elevato rendimento e con emissioni prossime allo zero, grazie alle tecnologie di cattura e immagazzinamento di CO<sub>2</sub>, in particolare mediante stoccaggio sotterraneo.

*- Tecnologie pulite del carbone*

Miglioramento sostanziale in termini di efficienza, sicurezza e affidabilità degli impianti, mediante la ricerca, lo sviluppo e la dimostrazione di tecnologie pulite di conversione del carbone e di altri combustibili solidi, per la produzione di vettori energetici secondari (compreso l'idrogeno) e di combustibili liquidi o gassosi.

*- Reti di energia intelligenti*

RS&D per l'aumento dell'efficienza, della sicurezza, dell'affidabilità e della qualità delle reti e dei sistemi europei di gas ed elettricità specialmente nel contesto di un mercato europeo dell'energia più integrato, trasformando ad esempio le attuali reti di elettricità in una rete di servizio interattiva (clienti/operatori), sviluppando opzioni di stoccaggio di energia ed eliminando gli ostacoli alla diffusione su ampia scala e all'effettiva integrazione delle fonti energetiche rinnovabili e distribuite.

*- Efficienza e risparmi energetici*

RS&D di nuovi concetti, ottimizzazione di concetti provati e di tecnologie per potenziare l'efficienza e ridurre ulteriormente il consumo primario e finale di energia per gli edifici, tenendo conto del ciclo di vita, i trasporti, i servizi e il comparto industriale. Ciò presuppone l'integrazione di strategie e tecnologie di efficienza energetica (incluse la co- e poli-generazione), l'uso di tecnologie energetiche nuove e rinnovabili, misure e apparecchiature per la gestione della domanda di energia, e la dimostrazione di edifici a minimo impatto climatico.

*- Conoscenze per l'elaborazione della politica energetica*

Sviluppo di strumenti, metodi e modelli per valutare le principali problematiche economiche e sociali legate alle tecnologie energetiche e fornire obiettivi quantificabili e scenari a medio e lungo termine (compresa la consulenza scientifica per lo sviluppo delle politiche).

**Il Settimo Programma Quadro della Comunità europea dell'energia atomica (Euratom) per le attività di ricerca e formazione nel settore nucleare (2007-2011)**

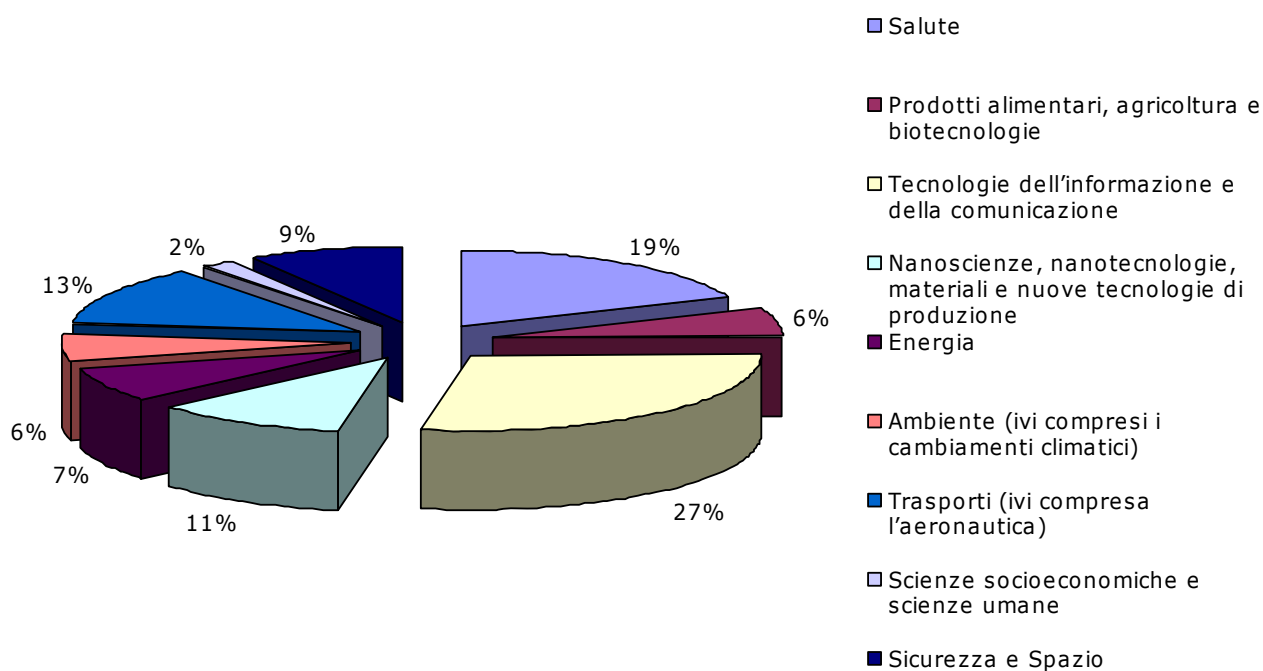
Questo programma si articola attorno a due programmi specifici.

Il primo programma verte sui seguenti settori:

- ricerca sull'energia da fusione, con l'obiettivo di sviluppare la tecnologia che consenta di ottenere una sorgente di energia sicura, sostenibile, rispettosa dell'ambiente e efficiente sotto il profilo economico;
- fissione nucleare e radioprotezione, con l'obiettivo di promuovere l'uso e lo sfruttamento in modo sicuro della fissione nucleare e delle altre applicazioni delle radiazioni nell'industria e in medicina.

Il secondo programma verte sulle attività del Centro comune di ricerca nel settore dell'energia nucleare.

Figura 6.5 - La ripartizione delle risorse per il Programma Cooperazione



Fonte: elaborazione ENEA

#### *Il Programma Energia Intelligente per l'Europa (2007-2013)*

Dal 2007 il programma Energia intelligente per l'Europa confluirà nel programma quadro per l'innovazione e la competitività (PIC) che si configura come una delle iniziative comunitarie volte a contribuire ad una crescita economica sostenibile e ad aumentare i posti di lavoro, proponendo un quadro coerente per migliorare la competitività e il potenziale d'innovazione all'interno dell'Unione Europea (UE).

Le azioni sostenute dal programma quadro PIC favoriranno lo sviluppo della società della conoscenza, nonché lo sviluppo sostenibile basato su una crescita economica equilibrata.

Il programma quadro favorirà specifici programmi di sostegno comunitario, nonché nuove azioni e sinergie con altri programmi. Esso risponde pertanto agli obiettivi della rinnovata strategia di Lisbona in favore di un'azione comunitaria più semplice, più visibile e più mirata.

Il programma "Energia Intelligente per l'Europa" contribuirà ad accelerare la realizzazione degli obiettivi nel settore dell'energia sostenibile. Esso sosterrà quindi il miglioramento dell'efficienza energetica, l'adozione di fonti di energia nuova e rinnovabile, una maggiore penetrazione sul mercato di tali fonti di energia, la diversificazione dell'energia e dei carburanti, l'aumento della quota di energia rinnovabile (in base all'obiettivo che si è dato l'Unione Europea, la parte delle fonti di energia rinnovabili nel consumo interno lordo dovrebbe passare al 12% entro il 2010) e la riduzione del consumo energetico finale. Un'attenzione particolare verrà rivolta in tale quadro al settore dei trasporti.

#### *Le piattaforme tecnologiche per l'energia*

La Commissione europea ha lanciato, recentemente, il concetto di Piattaforma Tecnologica (PT); queste, in essenza, costituiscono un meccanismo per l'elaborazione, condivisa da tutti gli *stakeholder*, di una "visione" di lungo termine per affrontare una sfida tecnologica a livello globale in un settore strategico per l'economia europea.

Il ruolo di stimolo delle PT nella direzione di un maggiore coinvolgimento del settore privato nelle attività di R&S, realizzato attraverso la creazioni di *partnership pubblico-privata* (PPP), concorre direttamente all'ottenimento dell'obiettivo dell'agenda di Lisbona in merito alla creazione dello Spazio Europeo della Ricerca e al raggiungimento dell'ambizioso obiettivo del

3% al 2010 come rapporto tra spese in ricerca (pubblica e privata) e PIL fissato dal Consiglio Europeo di Barcellona.

L'elaborazione di una Agenda di Ricerca Strategica e di una Strategia di *Deployment* delle nuove tecnologie sul mercato costituiscono gli elementi fondanti della strategia di attuazione mirata alla produzione di nuova conoscenza e al suo efficace trasferimento al sistema produttivo operante nello specifico campo di intervento.

Nel perseguimento dei suoi obiettivi generali, una PT dovrebbe generare, in una prospettiva di lungo termine, un rafforzamento della competitività di entità tale da garantire il mantenimento o la (ri)acquisizione di una posizione di leadership mondiale dell'Europa nel settore considerato. Ad oggi, sono operative 29 PT, di cui almeno 1/3 rilevanti per il settore energia<sup>13</sup>.

#### *Joint Technology Initiatives*

In un numero limitato di casi, la portata dell'obiettivo di RST e l'entità delle risorse necessarie giustificano l'istituzione di partnership pubblico/private a lungo termine che assumono la forma di iniziative tecnologiche congiunte (JTI). Queste iniziative, risultanti essenzialmente dal lavoro delle piattaforme tecnologiche europee e concernenti uno o più aspetti specifici di ricerca nel loro settore, assoceranno investimenti del settore privato e finanziamenti pubblici nazionali ed europei, ivi compresi finanziamenti provenienti dal Programma Quadro di ricerca e prestiti concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti.

Le JTI possono essere istituite ai sensi dell'articolo 171 del trattato (che prevede anche l'istituzione di imprese comuni) o sulla base delle decisioni concernenti i programmi specifici, conformemente all'articolo 166 del trattato.

Le JTI realizzabili sono individuate sulla base di diversi criteri, tra cui:

- valore aggiunto dell'intervento a livello europeo;
- grado di definizione e chiarezza dell'obiettivo perseguito;
- portata dell'impegno finanziario e in termini di risorse dell'industria;
- entità dell'impatto sulla competitività e la crescita industriali;
- importanza del contributo a favore di obiettivi strategici più ampi;
- capacità di attirare aiuti nazionali supplementari e incentivare finanziamenti industriali, subito o in futuro;
- incapacità degli strumenti esistenti di conseguire l'obiettivo.

Particolare attenzione verrà prestata alla coerenza e al coordinamento complessivi tra iniziative tecnologiche congiunte e programmi e progetti nazionali negli stessi settori.

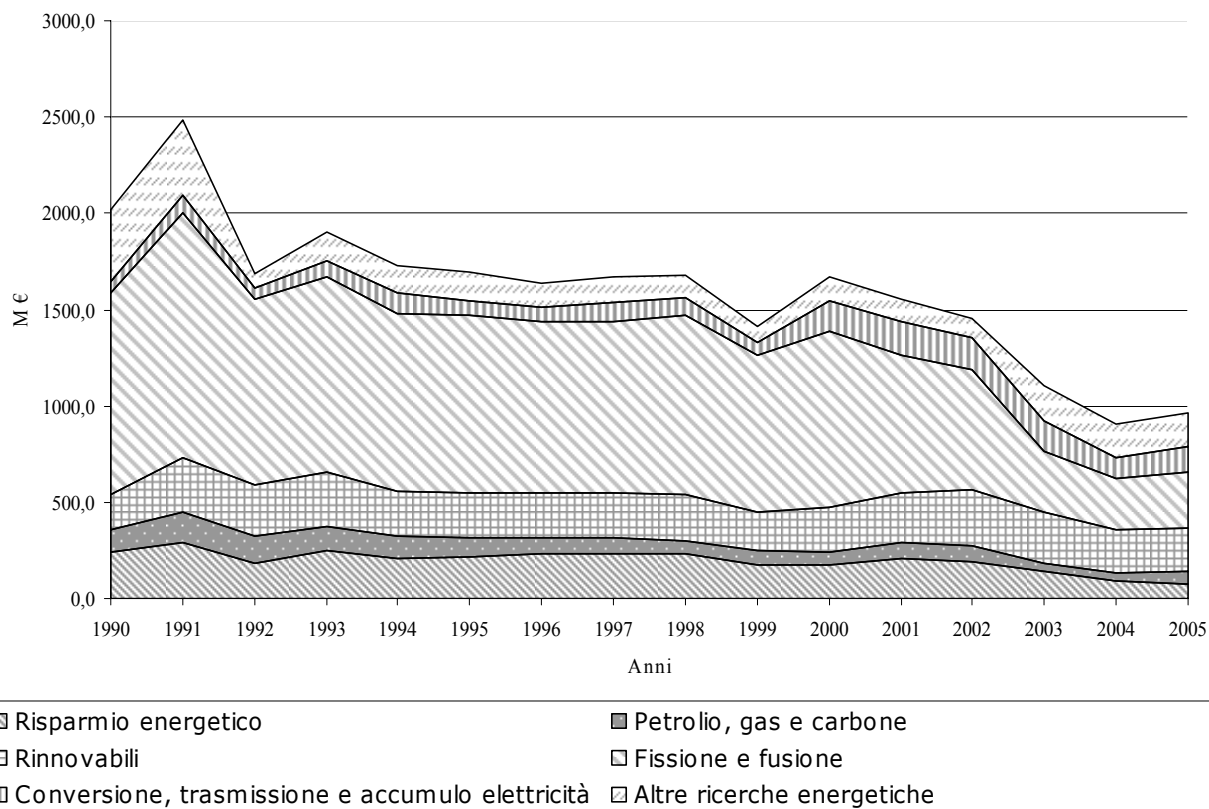
#### *Spese governative per R&S in campo energetico per 15 paesi UE*

Nonostante le statistiche dell'AIE disponibili siano incomplete, discontinue ed attualmente non coprono l'intero gruppo dei paesi dell'Unione Europea, può essere interessante avere un quadro delle spese governative del gruppo UE-15.

---

<sup>13</sup> Informazioni sulle singole piattaforme sono reperibili all'indirizzo [http://cordis.europa.eu.int/technology-platforms/home\\_en.html](http://cordis.europa.eu.int/technology-platforms/home_en.html)

Figura 6.6 - Spese governative per R&S in campo energetico UE-15, in M€\*\*\*



\* I quindici paesi inclusi sono Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Olanda, Portogallo, Spagna, Svezia e Regno Unito. Dati mancanti per l'Italia (1992 e 1999), Germania (1990), Francia (2003, 2004)

\*\*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2005

Fonte: Banca dati AIE

La figura 6.6 evidenzia un trend decrescente per il periodo 1990-2005, anche se (a causa dei dati mancanti per alcuni grossi paesi in alcuni anni) la riduzione effettiva è forse meno marcata di ciò che mostra la figura. Anche le brusche variazioni da un anno all'altro sono dovute allo stesso problema. Le spese, dunque, in termini di prezzi del 2005, passano da 2.021 M€ nel 1990 a 964 M€ nel 2005. Tenendo conto di questi problemi statistici, è comunque da sottolineare che il 2005, a fronte di prezzi energetici crescenti, evidenzia un aumento di circa il 7% rispetto al dato 2004 con un'inversione di tendenza alla marcata riduzione delle spese di R&S per l'energia registrata negli anni immediatamente precedenti (2000-2004).

Per il 2005, il grafico mostra una crescita rispetto all'anno precedente delle spese per i combustibili fossili (+72%), le tecnologie di conversione, trasmissione ed accumulo d'elettricità (+24%), e per la fissione e fusione (+7%), un modesto incremento delle spese per altre tecnologie orizzontali (2,8%) e rinnovabili (+2,6%) e una sensibile diminuzione delle spese per risparmio energetico (-20%).

L'esame della struttura del "portafoglio" di R&S mostra che le tecnologie incluse nei programmi della UE sono le medesime di quelle di Stati Uniti e Giappone. Esistono, tuttavia, significative differenze specialmente in termini di concentrazione delle risorse. I programmi di ricerca dell'UE tendono infatti ad essere più generali di quelli di Giappone e USA dove è marcata la tendenza a concentrarsi su obiettivi ben precisi e chiaramente definiti. Questa circostanza prospetta rilevanti conseguenze: anche in aree settoriali, quale ad esempio quella delle tecnologie rinnovabili, dove la UE presenta una dotazione finanziaria maggiore rispetto a quella dei suoi concorrenti, la minore focalizzazione delle risorse rappresenta, di fatto, un limite alla possibilità di competere con soggetti che investono su un numero più limitato di tecnologie<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> The State and Prospects of European Energy Research - EUR 22397 - 2006

#### **6.1.4 La situazione italiana**

##### *Il Programma Nazionale della Ricerca (PNR) 2005-2007*

Il PNR 2005-2007 si caratterizza per il suo carattere programmatico ed è diretto a definire il quadro di contesto, gli obiettivi generali, le opportunità per la ricerca italiana e il quadro dei possibili interventi.

L'analisi svolta nel Programma evidenzia una serie di criticità strutturali del sistema produttivo e del sistema scientifico italiani. Fra le prime, risalta la limitata dimensione delle imprese; l'Italia dispone solo di un numero esiguo di gruppi industriali di grandissime dimensioni (116, solo quattro – Eni, FIAT, Pirelli e Telecom – con fatturato superiore ai 20 miliardi di euro), mentre il numero di imprese medio piccole è straordinariamente elevato. Inoltre, il valore aggiunto e di occupazione attribuibile ai settori *high-tech* fa registrare una bassa percentuale rispetto all'intero settore produttivo, e scarsa è la propensione a generare brevetti o altre forme di tutela della proprietà intellettuale. Questa peculiarità del tessuto produttivo italiano è uno degli elementi alla base dell'impossibilità di sostenere i grandi investimenti in R&S nei nuovi settori ad elevata crescita su un orizzonte temporale adeguato, e non è sicuramente estranea ai deludenti risultati ottenuti dall'Italia in termini di commercio internazionale e di incremento del PIL.

Alle criticità strutturali caratteristiche del sistema produttivo, si aggiungono quelle relative al sistema scientifico, intimamente correlate con le prime. Criticità emergono però anche per quanto concerne il capitale umano investito nella R&S e vengono segnalate da una serie di indicatori: il rapporto tra ricercatori pubblici e privati è, in Italia, pari a 1,51, mentre per la UE è 1,03, per il Giappone 0,48 e per gli Stati Uniti 0,17; la difficoltà di immissione di giovani nel sistema scientifico; la riduzione degli iscritti all'università nella filiera scientifica; la formazione per la ricerca attraverso la ricerca (dottorati), che non riesce a presentare una netta discontinuità rispetto all'attività formativa terziaria anche per le difficoltà con cui i dottori di ricerca trovano adeguate posizioni nel mondo del lavoro; il saldo negativo con l'estero nel flusso di ricercatori.

La strategia di risposta a tali criticità, che si è tentato di seguire con il PNR 2005-2007, ha comportato una riconsiderazione dei modelli tradizionali di intervento. Ad un miglioramento degli attuali meccanismi di scelta, impiego e valorizzazione del capitale umano, il PNR affianca un'azione che si distribuisce su quattro assi: la ricerca di base, la ricerca "*mission oriented*" (con riferimento in particolare all'area della salute; dei sistemi di produzione e meccanica avanzata; dell'ambiente, dell'energia e dei trasporti; dell'agroalimentare), la ricerca industriale (potenziando la collaborazione pubblico-privato), la promozione della capacità di R&S delle PMI e le aggregazioni territoriali in settori *high-tech* (distretti tecnologici).

Una approfondita analisi effettuata sulla base di diversi criteri chiave (impatto economico, mercato ed occupazione, impatto sulla spesa pubblica, impatto sociale, punti di forza, ricadute degli investimenti sotto forma di prodotti, processi, servizi a elevata intensità tecnologica) ha condotto alla identificazione dei seguenti settori strategici:

- settori di rilevante interesse per l'economia del paese (beni strumentali e sistemi di produzione, microelettronica, optoelettronica, sistema agroalimentare);
- settori finalizzati ad una migliore tutela dell'ambiente, per il risparmio energetico e per la produzione di energia (energia, trasporti, clima);
- tutela della salute dei cittadini (biotecnologie);
- conservazione e promozione del patrimonio culturale del paese (beni culturali materiali ed immateriali).

I temi prioritari di ricerca scientifica e tecnologica nel settore energetico sono individuati, da un punto di vista generale, con riferimento alle seguenti aree:

- *upstream*, comprende le attività di esplorazione e produzione delle fonti energetiche nelle aree di origine;
- *midstream*, riguardante il primo trattamento, lo stoccaggio e la movimentazione dei prodotti energetici al fine di renderli disponibili ai mercati di destinazione;



- *downstream*, che comprende la conversione delle fonti energetiche in vettori secondari o prodotti energetici quali l'energia elettrica, i combustibili derivati da petrolio, il vapore, nonché la loro distribuzione regionale e locale;
- usi finali, ovvero la trasformazione dei vettori e prodotti energetici in forza motrice, illuminazione, calore.

Considerata l'importanza degli idrocarburi come fonte primaria di energia e la loro carenza nel nostro Paese, le attività di R&S di interesse riguardano prevalentemente l'area downstream e l'area usi finali. Importanza strategica rivestono altresì le attività volte all'individuazione di nuove fonti primarie e di vettori energetici.

Per la molteplicità delle tematiche affrontate e delle tecnologie connesse con il settore, il tema energia è stimolo di attività di ricerca di notevole impegno; sono legate al settore una molteplicità di tecnologie chiave abilitanti. Da ciò la necessità che le azioni di ricerca e sviluppo in campo energetico siano rivolte simultaneamente su più fronti. Il sistema energetico nazionale ha una elevata dipendenza dagli idrocarburi e in particolare dal gas naturale nella produzione di energia elettrica, ma anche una capacità di contenere l'intensità energetica nella produzione industriale e negli altri usi. Il quadro risultante quindi richiede interventi volti a ridurre la vulnerabilità del sistema energetico nazionale, il rafforzamento di comparti industriali tradizionalmente legati all'energia e la valorizzazione di patrimoni di infrastrutture e competenze che hanno prospettive di competizione favorevole in un mercato in fase di liberalizzazione.

#### *La partecipazione italiana al Sesto Programma Quadro dell'Unione Europea*

Nel giugno 2002 il Consiglio dei Ministri ed il Parlamento europeo hanno adottato il Sesto Programma Quadro di ricerca che ha stabilito le priorità per le attività di ricerca della UE nel periodo 2002-2006. Il VI Programma Quadro, con un bilancio iniziale di 17.500 milioni di euro, era stato concepito come i precedenti per contribuire ad affrontare le grandi sfide socio-economiche e per indirizzare l'industria europea verso un'economia basata sulla conoscenza. Esso prevedeva cinque programmi specifici:

1. Concentrare e integrare la ricerca europea;
2. Strutturare lo spazio europeo di ricerca;
3. Euratom;
4. Azioni dirette del Centro comune di ricerca;
5. Azioni dirette del Centro comune di ricerca per l'energia nucleare.

Il primo programma specifico, con un budget iniziale di 12.905 milioni di euro, conteneva le seguenti sette priorità tematiche e la quasi totalità dei progetti di ricerca cooperativa:

- Genomica e biotecnologie per la salute
- Tecnologie per la Società dell'Informazione
- Nanotecnologie e nanoscienze, materiali multifunzionali e nuovi processi di produzione
- Aeronautica e spazio
- Sicurezza e qualità dei prodotti alimentari
- Sviluppo sostenibile, cambiamento globale ed ecosistemi
- Cittadini e *governance* nella società della conoscenza.

La ricerca legata ai temi energetici veniva sviluppata essenzialmente nella sottopriorità "Sistemi energetici sostenibili" dell'area "Sviluppo sostenibile, cambiamento globale ed ecosistemi". In quest'area, per numero di proposte inviate, coordinatori e partecipazioni l'Italia si è posizionata dopo Germania e Regno Unito, ma a causa del basso tasso di successo alla negoziazione l'ammontare finanziario italiano ammesso a negoziazione è poi risultato inferiore a quello di Germania, Regno Unito, Francia e Paesi Bassi.

Il rientro finanziario percentuale italiano è stimato al 7,8% del *budget* generale (paesi membri UE e associati) ed all'8,5% del budget dei paesi membri UE. Per quanto riguarda la sottopriorità "Sistemi Energetici Sostenibili (ENERGIA)" la percentuale dei finanziamenti negoziati dall'Italia tra i paesi membri UE è del 5,8%, decisamente al di sotto di Germania al 27,0%, Francia 12,3%, Regno Unito 11,5% e Paesi Bassi 11,7% (tabella 6.1).

Tabella 6.1 – Sesta priorità “Sviluppo sostenibile, cambiamento globale ed ecosistemi” – ENERGIA. Quadro della ripartizione finanziaria delle proposte in negoziazione per raggruppamento tematico (%)

<b>Tematiche</b>	AT	BE	DE	DK	ES	FR	GR	IT	NL	UK
Celle a combustibile	1,9	0,4	38,4	7,8	2,3	6,1	1,8	11,5	9,6	12,7
Nuove tecnologie per vettori energetici - idrogeno	3,0	2,2	26,7	2,8	2,6	15,2	3,4	4,5	14,1	17,4
Nuove tecnologie per vettori energetici - elettricità	2,5	5,3	14,1	2,4	15,7	17,2	6,4	4,9	6,0	10,0
Tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili - fotovoltaico	2,1	7,2	42,9	0,1	8,8	8,8	0,9	0,5	14,9	8,5
Tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili - biomasse	8,3	0,4	19,5	2,6	4,2	7,4	2,4	2,1	15,0	6,1
Tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili - altri	0,1	3,2	19,2	19,2	6,3	15,3	8,0	2,5	12,8	7,2
Separazione e sequestro CO <sub>2</sub>	0,8	0,1	22,1	5,0	2,1	18,5	2,2	3,0	14,1	22,3
Strumenti e concetti socio-economici	1,0	9,5	21,9	3,2	1,5	17,3	5,4	18,1	2,5	5,0
Sostegno a obiettivi strategici del programma	0,0	34,1	28,1	1,9	5,6	9,4	0,5	7,1	8,9	2,9
<b>Totale bandi Energia</b>	<b>3,1</b>	<b>2,8</b>	<b>26,2</b>	<b>4,9</b>	<b>5,5</b>	<b>12,2</b>	<b>3,2</b>	<b>4,3</b>	<b>12,5</b>	<b>11,8</b>
Bandi Idrogeno <sup>1</sup>	4,8	4,4	36,9	1,1	1,0	14,3	3,1	23,4	1,3	7,1
<b>Totale Energia +Idrogeno</b>	<b>3,2</b>	<b>2,9</b>	<b>27,0</b>	<b>4,6</b>	<b>5,2</b>	<b>12,3</b>	<b>3,2</b>	<b>5,8</b>	<b>11,7</b>	<b>11,5</b>

<sup>1</sup> Bandi FP6-2004-Hydrogen-1 e FP6-2004-Hydrogen-2

Fonte: VI P.Q. di R&S della U. E. - Dati sulla partecipazione Italiana - L. Lombardi, aprile 2006

È comunque da rilevare un buon risultato sui bandi specifici sull'idrogeno e nella tematica Celle a Combustibile, mentre il dato eccellente, in termini relativi, per la tematica “Strumenti e concetti socio-economici” va valutato tenendo presente che il peso complessivo di questa area (per numero di proposte presentate e livello dei finanziamenti richiesti) è alquanto limitato. Il rateo di successo dei progetti a coordinamento italiano è basso (10,4%) ed è ottenuto solo attraverso i centri di ricerca (tabella 6.2).

Tabella 6.2 - VI PQ - Sesta priorità "Sviluppo sostenibile, cambiamento globale e ecosistemi" – ENERGIA. Analisi del coordinamento italiano

<b>Area tematica*</b>	UN	IND	OTH	REC	UN	IND	OTH	REC	UN	IND	OTH	REC
Celle a combustibile		2	1	3				1		0	0	33,3
Nuove tecnologie per vettori energetici - idrogeno	1	1		2					0	0		0,0
Nuove tecnologie per vettori energetici - elettricità	2	2	1	1					0	0	0	0,0
Tecnologie per le fonti energ. rinnovabili - fotovoltaico		1								0		
Tecnologie per le fonti energ. rinnovabili - biomasse	3	7							0	0		
Tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili - altri		2		1						0		0,0
Separazione e sequestro CO <sub>2</sub>	1	3							0	0		
Strumenti e concetti socio-economici	2	1		4				2	0	0		50,0
Sostegno a obiettivi strategici del programma	1	1	1	1					0	0	0	0,0
Idrogeno (bando specifico)		1		2				2		0		100,0
<b>Tutti</b>	<b>10</b>	<b>21</b>	<b>3</b>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>35,7</b>

\* UN-Università; IND-Industria; OTH-Altri; REC-Centri di Ricerca

#### Coordinatori Italiani in negoziazione

Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente	2
CETENA SpA - Centro per gli Studi di Tecnica Navale	1
Fondazione Eni Enrico Mattei	1
Istituto di Studi per l'Integrazione dei Sistemi	1

Fonte: VI PQ di R&S della UE - Dati sulla partecipazione Italiana - L. Lombardi, aprile 2006

#### La partecipazione italiana al Programma Energia Intelligente per l'Europa (2002-2006)

Il programma si poneva l'obiettivo di promuovere le fonti d'energia rinnovabile e l'uso razionale dell'energia attraverso azioni volte a superare le barriere non tecnologiche che si frappongono allo sviluppo del mercato; esso, pertanto, non prevedeva spese per investimenti e ricerca.

I progetti riguardavano, quindi, azioni di formazione, informazione, analisi di normative, pianificazioni locali, promozione di agenzie energetiche locali ed altre similari.

Il budget corrispondente era relativamente modesto, 200 M€ per il quadriennio 2003-2006; il valore medio dei progetti era di circa 1 M€, con un supporto finanziario del 50%. Nell'arco del triennio 2003-2005 in totale sono stati presentati circa 740 progetti in risposta ai bandi annuali. Di tali progetti ne sono stati ammessi al finanziamento circa 350, riguardanti i diversi settori in cui si articola il programma (SAVE, ALTENER, STEER e azioni orizzontali).

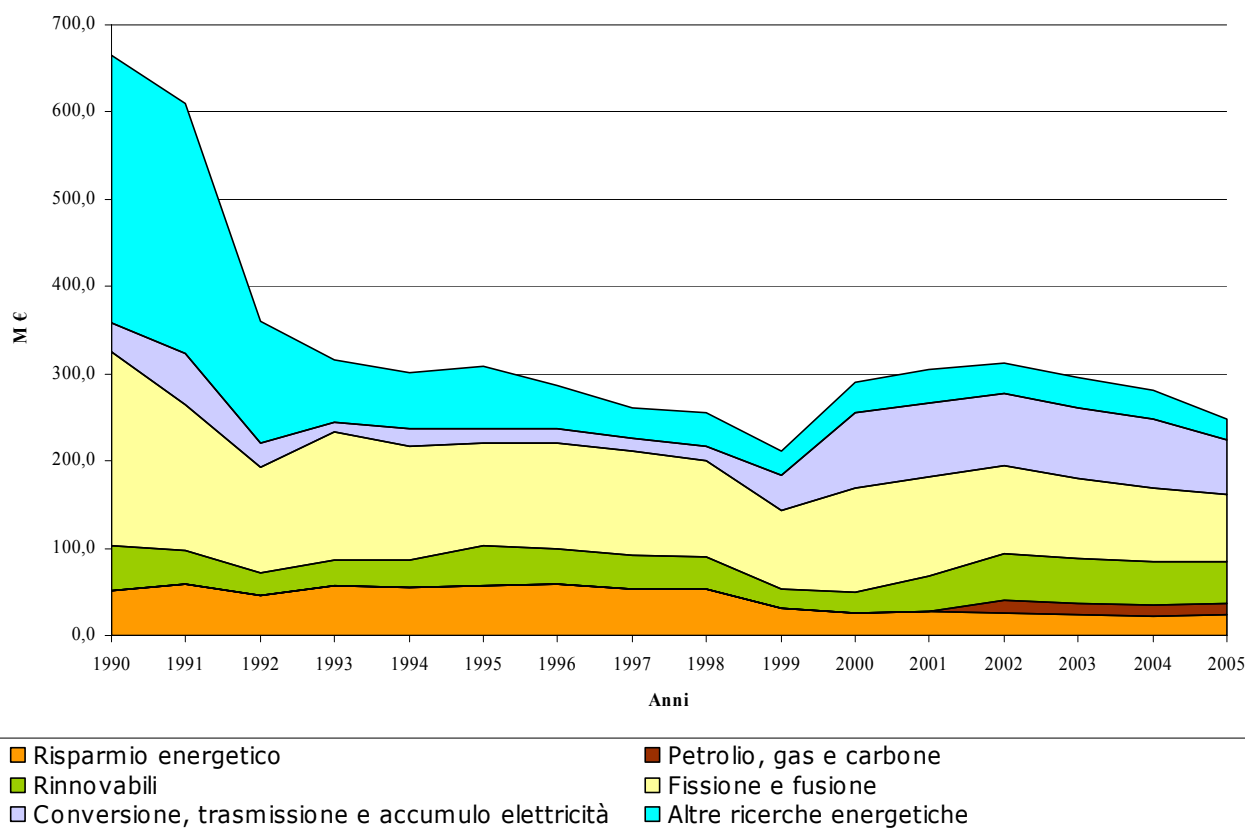
Le proposte italiane approvate risultano 39, circa l'11% dei progetti approvati, valore accettabile considerando che i proponenti provengono da 25 paesi membri. Orientativamente la partecipazione italiana in tutti i progetti finanziati è di circa il 40%.

### Le spese per la ricerca energetica in Italia

Per quanto riguarda l'Italia, le spese pubbliche di ricerca e sviluppo in campo energetico effettuate dal 1990 al 2005 sono riportate nella figura 6.7.

Al fine di facilitare il confronto con gli altri paesi industrializzati, nel seguito del presente paragrafo verranno utilizzati dati di fonte AIE, espressi in euro a prezzi e tassi di cambio del 2005.

Figura 6.7 - Spese governative per R&S in campo energetico in Italia (M€\*)



\*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2005. I dati mancanti per il 1992 e il 1999 sono stati sostituiti dalla media dei due anni contigui  
Fonte: Banca dati AIE

Come si può notare, il livello della spesa si è ridotto a poco meno della metà del livello del 1990. La riduzione ha interessato soprattutto le attività di ricerca su tecnologie orizzontali (Altre ricerche energetiche), o comunque non specificamente classificate in alcuna delle altre categorie, e la ricerca sul nucleare, che si è via via andata concentrando sulla fusione termonucleare e, per la fissione, sui temi della sicurezza e del trattamento delle scorie. Appare tuttavia in diminuzione anche l'attività di ricerca riguardante il risparmio e l'efficienza energetica, che si va concentrando sul risparmio nel settore residenziale e in parte in quello industriale, con un parallelo abbandono dell'attività nei trasporti.

Le spese pubbliche di ricerca per tecnologie di prospezione, estrazione, trasporto e raffinazione di idrocarburi, nonché per la trasformazione e combustione di carbone, sono rimaste totalmente assenti fino al 2001, in quanto esse costituivano essenzialmente un settore d'attività dell'industria privata (principalmente società petrolifere o società elettriche), mentre dopo quella data cominciano ad ottenere qualche attenzione. Attualmente, le spese pubbliche si concentrano sulle tecnologie nucleari, su quelle per la conversione, trasmissione e accumulo d'energia elettrica, e sulle fonti d'energia rinnovabile, un'area, quest'ultima, dove negli ultimi quattro anni si segnala una ripresa dell'impegno di ricerca dopo un prolungato periodo di stagnazione.

In Italia, una quota importante delle attività pubbliche di ricerca in campo energetico è svolta presso i laboratori o con la supervisione dell'ENEA, mentre il resto viene portato avanti presso i laboratori di CNR, INFN e INFN o, in minima parte, dall'università.<sup>15</sup>

La tabella 6.3 riporta l'andamento delle spese per attività di ricerca (in M€ a prezzi 1995) effettuate dall'ENEA nel 1990 e negli anni dal 1995 in poi.

Tabella 6.3 - Spese ENEA per R&S in campo energetico (M€ a prezzi 1995)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Risparmio ed efficienza energetica	39,9	45,1	45,7	42,5	42,7	20,2	16,0	17,3	15,1	14,0	13,2	11,7
Rinnovabili	40,5	35,3	33,0	30,6	28,7	21,9	24,6	22,3	25,0	22,6	24,1	18,8
Nucleare (fusione e sicurezza)	176,0	93,3	95,0	93,9	88,7	78,5	83,3	87,2	67,4	55,8	45,7	46,1
Generazione e accumulo	26,1	13,2	13,6	12,6	13,2	13,6	13,6	9,9	7,7	7,7	7,8	6,8
Altre tecnologie e ricerca	241,4	56,8	38,5	27,2	29,6	24,0	22,4	30,2	21,4	21,1	18,9	17,1
<b>Totale</b>	<b>523,9</b>	<b>243,8</b>	<b>225,7</b>	<b>206,8</b>	<b>202,8</b>	<b>158,2</b>	<b>159,9</b>	<b>166,8</b>	<b>136,6</b>	<b>117,0</b>	<b>108,1</b>	<b>100,5</b>

Come è facile notare, dal 1990 al 1995 si è verificata una drastica contrazione del livello dei *budget* di ricerca dell'ENEA (- 53,5 %). La riduzione dal 1995 in poi è continuata, anche se in maniera più lenta, fino a raggiungere nel 2005, rispetto al 1990, una riduzione complessiva dell'81%. Le tendenze già rilevate per i dati nazionali si ritrovano in maniera più marcata nei dati relativi alle spese di ricerca dell'ENEA. Va altresì osservato che l'impegno sul tema della fissione nucleare, connesso agli obblighi relativi alla sicurezza nucleare e al trattamento dei rifiuti, rappresenta ancora oggi circa il 13% dell'intera spesa annuale dell'Ente. A questo continua ad affiancarsi l'impegno di spesa a favore della ricerca sulla fusione, strettamente connessa alla partecipazione al progetto internazionale ITER. In complesso le spese di ricerca sul nucleare (fusione e fissione) rappresentano nel 2005 circa il 45% del budget dell'Ente. Rispetto al 1990, il livello di spesa sulle rinnovabili diminuisce in valore assoluto ma meno rapidamente della spesa totale, e dunque la sua quota aumenta, attestandosi nel 2005 su un valore pari al 19% (nel 2000 le fonti rinnovabili rappresentavano il 15% della spesa totale). A questo riguardo si evidenziano alcune tendenze: una tenuta delle spese di ricerca sul solare e sulle biomasse, una riduzione dell'impegno sulla generazione eolica. Per quanto riguarda il solare, negli anni più recenti è avvenuto uno spostamento dell'impegno di ricerca verso le tecnologie solari termodinamiche per la produzione d'energia elettrica.

<sup>15</sup> Per la notevole rilevanza, al riguardo si segnala il decreto 23 marzo 2006 del Ministero delle Attività Produttive "Piano triennale della ricerca di sistema e Piano operativo annuale per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale e attribuzione delle risorse del Fondo di cui al decreto 26 gennaio 2000", pubblicato sulla G.U. n. 102 del 4 maggio 2006.

Il decreto disciplina l'attribuzione delle risorse per lo svolgimento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale e la loro ripartizione e definisce le modalità di affidamento dei progetti di ricerca a totale beneficio del sistema elettrico nazionale. Per l'esecuzione di queste attività di ricerca il Ministero stipula accordi di programma triennali con:

- l'Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente, per lo svolgimento di attività relative alla produzione di energia elettrica ed agli usi finali;
- il Consiglio Nazionale delle Ricerche per lo svolgimento di attività relative alla produzione di energia elettrica;
- la società CESI Ricerca Spa per lo svolgimento di attività relative al governo del sistema elettrico, alla produzione di energia elettrica, alla trasmissione e distribuzione di energia elettrica ed agli usi finali;
- l'IPI (Istituto per la Promozione Industriale) per lo svolgimento di attività di ricerca prenormativa con riferimento alle procedure di insediamento delle infrastrutture del sistema elettrico ai fini della loro accettabilità sociale.

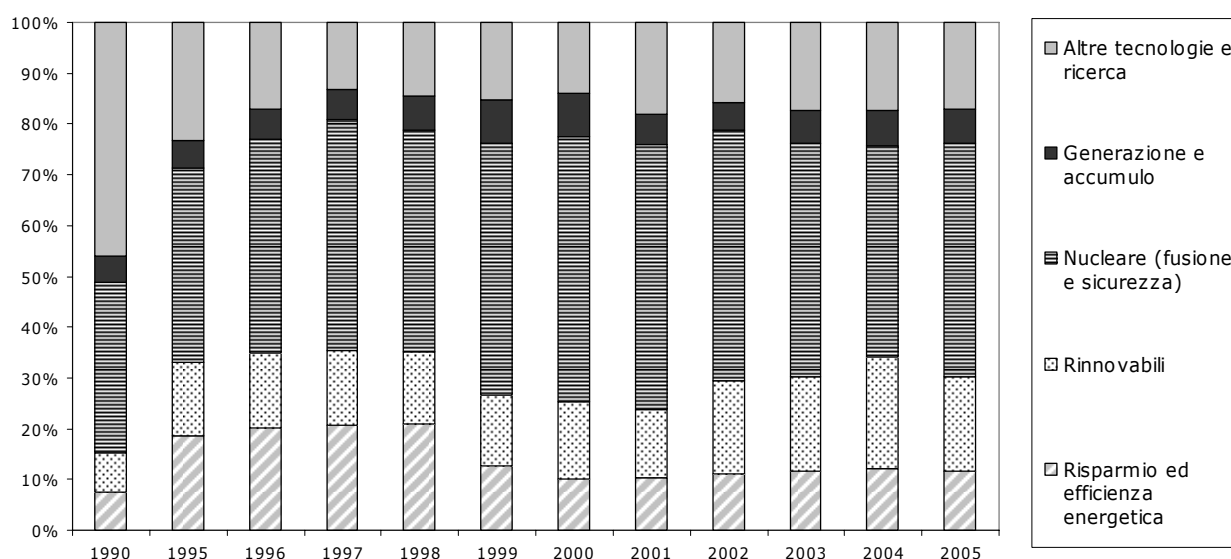
La dotazione finanziaria destinata al finanziamento dei piani annuali 2006 degli accordi di programma succitati è pari a 61 milioni di euro.

La percentuale di spesa relativa alle tecnologie di generazione e accumulo d'energia elettrica è rimasta pressoché costante nel periodo considerato, mentre è diminuita notevolmente la quota delle restanti tecnologie di ricerca (materiali o altre tecnologie orizzontali difficili da classificare), che nel 1990 rappresentavano il 46 % dell'intera spesa annuale dell'Ente.

Le spese per R&S nel settore dell'efficienza energetica hanno avuto degli andamenti differenziati. Sono cresciute in valore assoluto dal 1990 al 1995 (+ 13%) per poi iniziare un *trend* discendente a partire dal 1999. In particolare tra il 1998 e il 1999 si sono dimezzate, diminuendo la loro percentuale dal 20% al 13%. Il loro peso, negli ultimi tre anni, si è stabilizzato intorno il 12%.

La figura 6.8 mostra l'evoluzione del mix di ricerca in campo energetico portato avanti dall'ENEA nel periodo 1990-2005.

Figura 6.8 – Spese ENEA per R&S in campo energetico. Anni 1990-2005 (%)

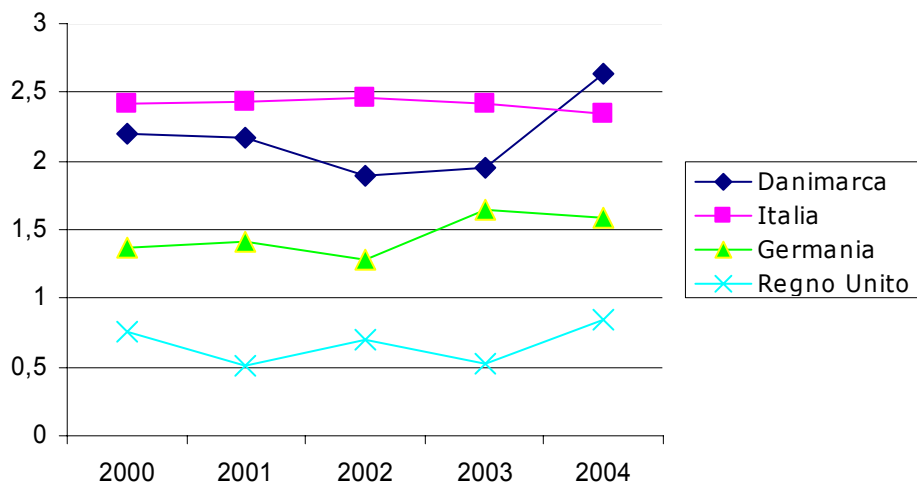


Fonte: ENEA

In conclusione, l'esame dei dati sulle spese governative per attività di ricerca nel settore dell'energia sembra confermare la debolezza strutturale, in termini di concentrazione e di livello di finanziamento, della situazione nazionale. La criticità della riduzione della spesa pubblica in ricerca e sviluppo nel settore dell'energia risulta particolarmente evidente dal confronto con i paesi europei. Soprattutto a partire dal 2000, si osserva infatti un significativo incremento del rapporto tra tale spesa e il totale della spesa pubblica in ricerca e sviluppo per diversi paesi dell'UE(15) (figura 6.9).

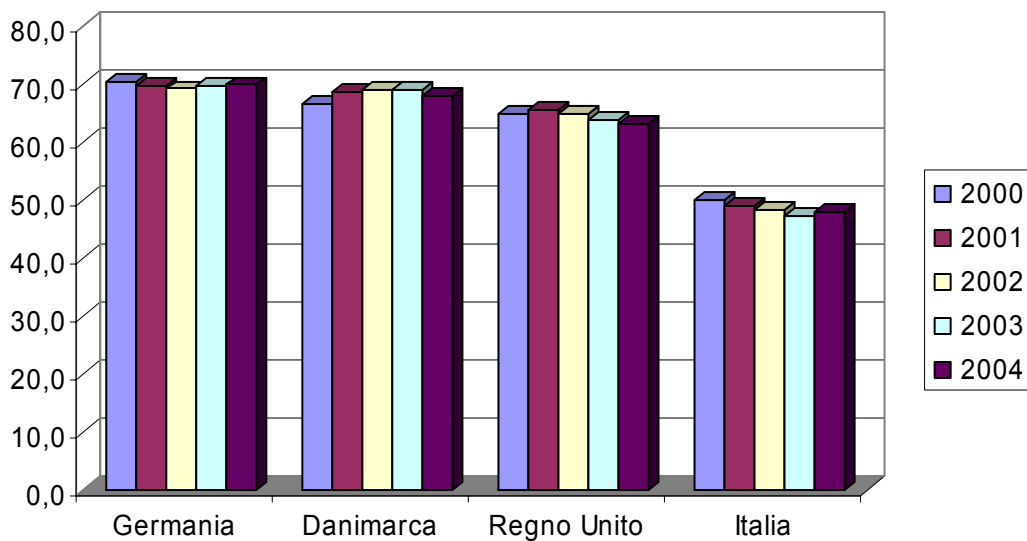
Questa nuova tendenza presenta differenti accentuazioni anche in base all'estensione del sistema privato della ricerca in ciascun paese, ma fornisce un'inequivocabile indicazione circa la rinnovata rilevanza strategica che il settore energetico è andato acquisendo negli ultimi anni. In aperta controtendenza, l'Italia mostra, invece, un declino della quota della spesa pubblica in ricerca energetica sul totale della spesa pubblica in R&S. Tale riduzione non incide significativamente sulla destinazione della spesa pubblica in ricerca al settore energetico ma rappresenta di per sé un importante segnale di indirizzo che deve essere valutato nel più ampio quadro di un sistema di ricerca privata ulteriormente indebolito (figura 6.10) e di una dimensione della spesa complessiva in Ricerca sul PIL tra le più basse nell'UE(15) e in ulteriore calo.

Figura 6.9 – Rapporto fra l'andamento della spesa pubblica in ricerca in campo energetico e la spesa pubblica in R&S (scala logaritmica) in quattro paesi della UE



Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE

Figura 6.10 – Quota in percentuale della ricerca privata sul totale delle spese in ricerca in quattro paesi della UE



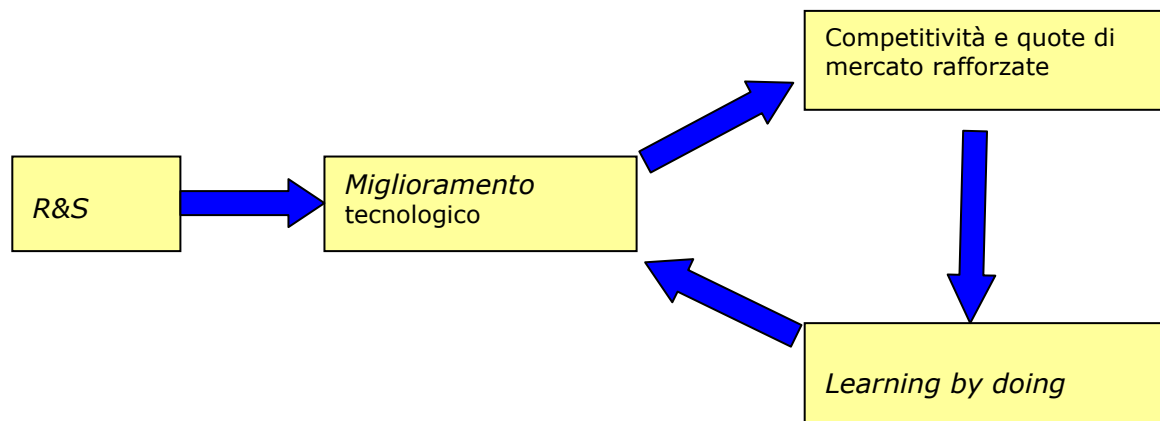
Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE

## Il ruolo della ricerca nello sviluppo di tecnologie

Lo sviluppo tecnologico è un fenomeno estremamente complesso che coinvolge una moltitudine di attori (organizzazioni) strettamente intercorrelati tra loro a costituire un "sistema". La natura sistemica e, in particolare, la complessità delle inter-relazioni tra i diversi attori danno conto delle notevoli difficoltà connesse alla valutazione quantitativa dell'impatto della ricerca (di base e applicata) sulla dinamica tecnologica e della proliferazione di studi e ricerche sull'argomento sviluppati negli ultimi anni.

La logica del *modello di sviluppo lineare* delle attività di ricerca - ricerca di base, applicata, industriale - secondo la quale i forti investimenti nel settore della ricerca di base pubblica promuovevano, in modo quasi automatico, a cascata, importanti effetti sull'attività di ricerca e sviluppo industriale, originando prodotti, processi e servizi innovativi, è stata negli ultimi anni affiancata decisamente da una nuova direzione strategica e di sostegno finanziario dell'attività di R&S che prevede una stretta cooperazione tra i diversi attori, enti pubblici di ricerca, università, industria. La nuova politica di supporto pubblico alla R&S è stata così indirizzata, sulla scorta delle esperienze maturate per la conduzione di grandi progetti di ricerca nel settore militare e spaziale, verso il supporto di programmi in settori strategici per l'economia e l'industria - es. nanotecnologie, nuovi materiali, genomica - che vedono la partecipazione congiunta di enti di ricerca, di università e di aziende e che prevedono attività coordinate spinte fino allo sviluppo di nuove tecnologie di immediato utilizzo per le imprese del settore e alla prototipazione di prodotti in grado di passare rapidamente in produzione.

Un modello che, allo stato attuale, sembra fornire una migliore rappresentazione delle modalità con cui si realizza lo sviluppo tecnologico, superando i limiti del *modello di sviluppo lineare*, è quello basato sul *meccanismo di apprendimento a due fattori*<sup>16</sup>. Questo modello prevede che l'attività di ricerca e sviluppo contribuisca direttamente al miglioramento tecnologico, mentre il miglioramento connesso al guadagno di esperienza (*learning by doing*) agisca come un acceleratore dell'impatto delle attività iniziali di R&S.



L'applicazione del modello delle curve di apprendimento a due fattori alle principali tecnologie energetiche ha consentito una loro classificazione in funzione delle specifiche caratteristiche di apprendimento, valutate con riferimento al parametro "costi di capitale" (tabella seguente). Dal punto di vista dell'impatto prodotto dalle attività di R&S, le tecnologie potenzialmente più interessanti sono quelle indicate nel vertice in alto a destra ove sono indicate le tecnologie caratterizzate dai tassi di apprendimento più elevati e con incidenza prevalente delle attività di ricerca e sviluppo. Anche le tecnologie caratterizzate da elevato tasso di apprendimento ma con incidenza bilanciata fra i due fattori, hanno buone prospettive, poiché l'impatto degli investimenti in R&S per queste tecnologie è amplificato dal fattore *learning by doing*, presumibilmente con costi addizionali trascurabili o nulli.

È, tuttavia, opportuno sottolineare che le indicazioni fornite dalla tabella hanno carattere solo qualitativo e vanno considerate con estrema cautela. Il successo di una attività di R&S su di una specifica tecnologia non dipende, infatti, esclusivamente dalle sue caratteristiche di apprendimento, ma anche dal contesto generale che definisce il mercato di destinazione della tecnologia stessa. Questo mercato è, come noto, condizionato in misura determinante da diversi fattori quali la competizione con altre tecnologie, l'evoluzione dei prezzi dei combustibili, le attività e le misure che determinano il rateo di sostituzione tecnologica ecc.

<sup>16</sup> Energy futures – The role of research and technological development  
Directorate-General for Research, Sustainable Energy Systems - 2006

<b>Capital Costs</b>			
	<b>Mostly Learning by doing</b>	<b>Balanced Learning</b>	<b>Mostly Learning by reseach</b>
<b>Fast Learning</b>	Hydrogen internal combustion engine passenger car	New Nuclear (4th gen.)/ Building integrated PV	Fuel Cell/Wind turbines offshore/Post-combustion CO <sub>2</sub> capture (Supercritical pulverised coal)/Pre-combustion CO <sub>2</sub> capture (Integrated gasification combined cycle)
<b>Medium Learning</b>	Nuclear (2nd and 3rd gen.)/ Cogeneration from gas/ Post-combustion CO <sub>2</sub> capture (Gas turbine combined cycle)	Hydrogen from Biomass Pyrolysis/Hydrogen from nuclear High-temperature Thermochemical Cycles/ Hydrogen from Water Electrolysis and dedicated Nuclear power plant/Pre-combustion CO <sub>2</sub> capture (Coal Partial Oxidation)/ Large Hydro/Supercritical pulverised coal/Electric passenger car/	Hydrogen from Coal Partial Oxidation/Hydrogen from Solar High-temperature Thermochemical cycles/Oil fired Open cycle gas turbine/Wind turbines Onshore/Solar Thermal power plant cylindro-parabolic/Biomass thermal/ Biomass gasification plus combined cycle/Hybrid passenger car
<b>Slow Learning</b>	Hydrogen from Gas Steam Reforming (large scale)/Lignite conventional thermal/On board reformer cost (Natural gas fuel cells passenger cars)/ Hydrogen storage cost (hydrogen fuel cell passenger cars)	Gas turbine open cycle	Hydrogen from Water Electrolysis (baseload electricity from Grid)/Pre-Combustion CO <sub>2</sub> capture (Gas Steam Reforming)/Integrated coal gasification/Oil conventional thermal/Gas turbine combined cycle/Small hydro (< 25 MW)/CO <sub>2</sub> sequestration



## 6.2 Competitività tecnologica del settore energetico

### Introduzione

L'analisi del commercio internazionale delle tecnologie per la produzione di energia<sup>17</sup> rappresenta nell'ambito dello studio e della valutazione dell'evoluzione dei sistemi energetici un punto di approfondimento nuovo ed importante. I motivi di questa importanza sono molteplici e vanno dal rilevare le opportunità che sottendono lo sviluppo di queste tecnologie, al considerare il ruolo che tale sviluppo è in grado di giocare in termini di sostenibilità della crescita dei sistemi economici, sia sotto il profilo ambientale, sia sotto il profilo economico e in funzione non solo dei vincoli della dipendenza energetica, ma anche del maggiore potenziale di crescita che una industria competitiva è in grado di esprimere.

Le sfide tecnologiche per il superamento dell'utilizzo delle fonti fossili o per un loro utilizzo più efficiente avvengono attualmente in un contesto di impegni internazionali in materia ambientale che rappresentano, in quanto tali, degli elementi di incentivo agli investimenti in questo campo e che agevolano l'introduzione delle soluzioni di maggior rilievo ed interesse in un ampio mercato internazionale. Gli andamenti degli scambi internazionali, d'altra parte, segnalano le potenzialità reali delle diverse tecnologie traducendo rapidamente il livello di competitività economica via via raggiunto dalle singole soluzioni.

La collocazione di ogni singolo paese nella scala della competitività internazionale della produzione di tecnologie energetiche esprime anche la capacità di creare le condizioni per lo sviluppo di specifiche competenze tecnologiche. Gli indicatori della capacità tecnologica di un paese sul fronte dell'offerta di impianti/prodotti per la produzione di energia risultano così di maggior interesse rispetto agli stessi dati della produzione di energia poiché il successo commerciale raggiunto a livello internazionale si basa in genere su una fase di decollo e sviluppo a livello del mercato interno, cioè sulla effettiva produzione di energia, ma aggiunge alla dimensione strettamente energetico-ambientale, la dimensione di sviluppo di tutto il sistema industriale e dell'economia nel suo complesso in termini di crescita e occupazione. Peraltro ormai da vari anni la dimensione della competitività tecnologica è stata indicata come la componente centrale dello sviluppo delle economie dei paesi avanzati.

Quanto fin qui premesso proietta dunque l'analisi della competitività delle tecnologie per la produzione di energia all'interno delle dinamiche competitive del comparto manifatturiero. Lungo queste linee di riflessione il presente contributo si articola come segue. Nel paragrafo 6.2.1 viene esaminato l'andamento generale degli scambi internazionali delle tecnologie per la produzione di energia ed indagata la specifica rilevanza di questi rispetto alle attuali dinamiche dello sviluppo industriale e del ruolo critico, anche sotto il profilo tecnologico, rivestito dalle economie emergenti dell'area del Sud Est Asiatico e della Cina accanto ai tradizionali "blocchi" di Stati Uniti, Giappone ed Unione Europea 15. Nel paragrafo 6.2.2 lo scenario globale delle principali aree di scambio diviene oggetto di ulteriore approfondimento. Dinamica, concentrazione geo-economica e consolidamento dei vantaggi comparati di queste ultime sono infatti valutati anche in relazione alle diverse aree tecnologiche del settore energetico rappresentate dalla termoelettromeccanica, dalle tecnologie per il nucleare e dalle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

---

<sup>17</sup> I prodotti sono stati identificati sulla base della classificazione Harmonized System (HS) del commercio internazionale, specifica a 6 digit. La fonte dei dati è l'ONU che copre gli scambi commerciali per tutti i paesi a livello mondiale. Sono stati identificati e trattati i tre aggregati fondamentali di prodotti relativi alle tecnologie termoelettromeccaniche, a quelle nucleari, e a quelle per la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili. Per quanto riguarda queste ultime la selezione dei codici è stata effettuata anche in base a riscontri diretti presso i maggiori produttori al fine di tenere conto della non sempre univoca identificazione dei singoli prodotti nell'ambito della classificazione HS (cfr. COM/ENV/TD(2005)23/FINAL, pag. 4).

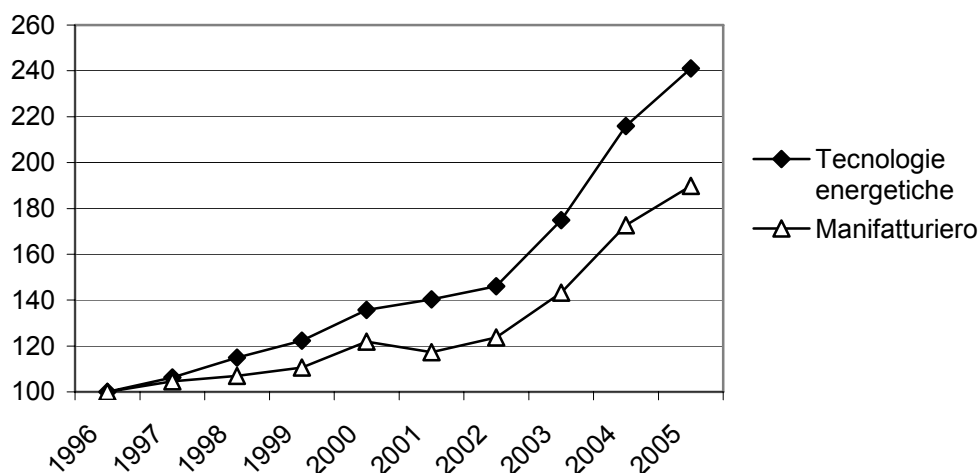
Occorre inoltre considerare che nel caso delle tecnologie di produzione di energia da fonti rinnovabili, l'insieme internazionale degli impegni finanziari a livello di investimenti in ricerca e sviluppo sono consistenti e spaziano su un complesso di ipotesi scientifico-tecnologico molte delle quali non trovano ancora un riscontro sul piano della produzione e degli scambi commerciali. In varia misura questi sforzi di ricerca riguardano anche le tecnologie attualmente commerciate per cui le linee di tendenza e gli assetti tecnologici delle varie tecnologie e dei singoli paesi quali emergono dalle analisi svolte in questo capitolo devono essere considerate prudenzialmente se proiettate nel tempo.

A queste ultime è dedicata inoltre in questa fase particolare attenzione, non solo in considerazione dello straordinario impulso che l'utilizzo di fonti rinnovabili ha registrato negli anni più recenti, ma anche in ragione dello specifico ruolo da esse rivestito nel determinare importanti snodi di "vantaggio tecnologico" a livello mondiale. Nel paragrafo 6.2.3 è esaminata la specifica situazione competitiva dell'Italia soprattutto in relazione al quadro europeo. Il tema della divergenza tecnologica dell'Italia dal resto dell'Europa è infatti qui assunto come centrale, non solo in ragione delle difficoltà competitive incontrate dall'industria nazionale, ma anche in considerazione della difficoltà prospettica del Paese di attuare adeguate strategie energetiche in assenza di uno sviluppo tecnologico coerente. Il paragrafo 6.2.4 riporta infine alcune considerazioni di sintesi orientate soprattutto a cogliere le maggiori trasformazioni produttive realizzatesi nelle tecnologie energetiche nell'ultimo quinquennio (2000-2005) e maggiormente destinate a segnare le tendenze dello scenario energetico con cui il nostro Paese deve confrontarsi.

### 6.2.1 La dinamica internazionale degli scambi delle tecnologie per la produzione di energia

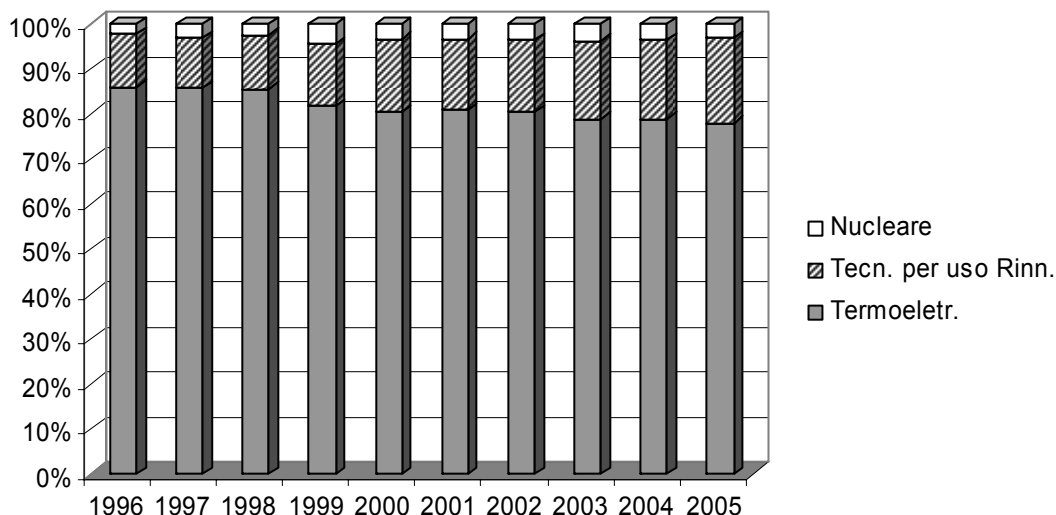
Nell'ambito della complessiva dinamica degli scambi manifatturieri il commercio di tecnologie per la produzione di energia ha registrato un considerevole impulso soprattutto a partire dalla fine degli anni 90 (figura 6.11). All'inizio del nuovo decennio lo sviluppo di questi scambi comincia poi a registrare un forte distacco dal tasso di crescita medio di quelli manifatturieri, superandolo nel 2004 di più del 20%. L'aumento di consistenza del commercio di queste produzioni sul totale manifatturiero, attualmente di poco inferiore all'1,5%, non è però il vero dato emergente di questa dinamica, rappresentata soprattutto dal profondo mutamento che si rileva nella composizione relativa degli scambi (figura 6.12). A fronte dell'assoluta preminenza delle tecnologie della termoelettromeccanica, che fino a inizio decennio rappresentano più dell'80% degli scambi di tecnologie energetiche, si delinea infatti la forte ascesa delle tecnologie collegate alla produzione di energia da fonti rinnovabili che hanno praticamente raddoppiato la propria consistenza, arrivando attualmente a coprire quasi il 20% del commercio del settore. Stabile quanto residuale è, invece, la consistenza relativa agli scambi di tecnologie per la produzione di energia nucleare che si attesta su valori compresi tra il 2,5% e il 3%.

Figura 6.11 - Dinamica degli scambi mondiali di tecnologie energetiche e manifatturiero totale (Indice 1996=100 su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

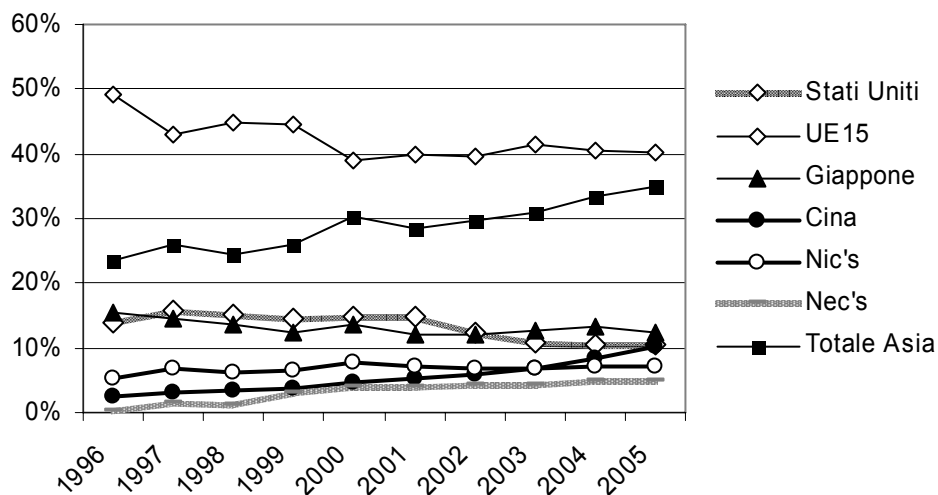
Figura 6.12 - Composizione settoriale delle esportazioni mondiali di tecnologie energetiche (su valori in \$ correnti). Anni 1996-2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

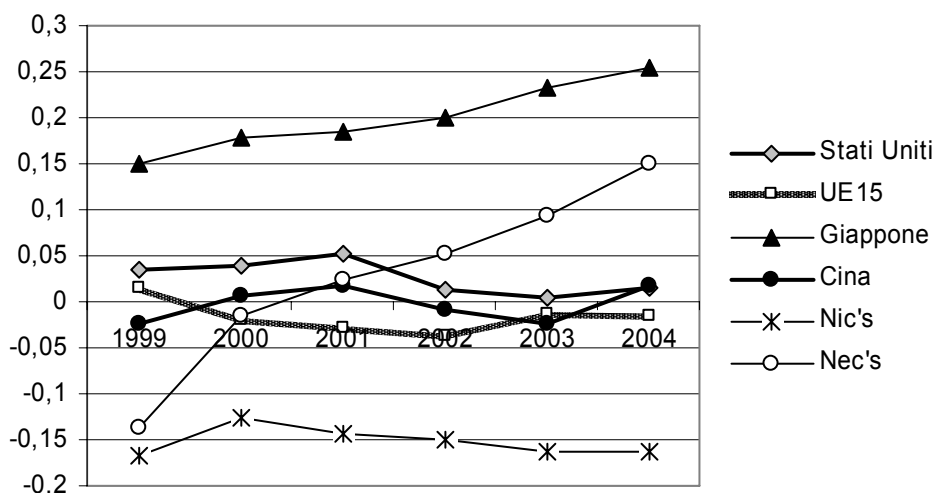
L'evoluzione che il commercio internazionale di tecnologie energetiche ha manifestato, soprattutto nel corso dell'ultimo quinquennio, si afferma significativamente anche nel cambiamento dell'assetto geo-economico degli scambi e del quadro competitivo che da esso deriva (figure 6.13-6.14).

Figura 6.13 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie energetiche (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Figura 6.14 - Specializzazione dei maggiori paesi ed aree nelle esportazioni di tecnologie energetiche rispetto al manifatturiero



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Nell'area asiatica, che come è noto è divenuta il nuovo e cruciale centro della produzione industriale a livello mondiale, lo sviluppo degli scambi relativi alle tecnologie energetiche è infatti stato tale da determinare una crescita del vantaggio competitivo dei diversi paesi. Leader incontrastato dell'area è il Giappone, che nel settore detiene pressoché stabilmente una quota di mercato all'export intorno al 13% manifestando una accentuata specializzazione commerciale<sup>18</sup>. Ma negli ultimi 3-5 anni anche la Cina ha acquisito progressivamente una posizione di specializzazione commerciale arrivando a superare nel 2005 il 10% della quota mondiale degli scambi del settore. Se si considerano le posizioni dei Nic's (*New Industrialized Countries*)<sup>19</sup> e Nec's (*New Exporting Countries*)<sup>20</sup> asiatici, il cui coinvolgimento negli scambi rispecchia prevalentemente l'espansione di Cina e Giappone, l'area Asiatica arriva oggi a rappresentare quasi un terzo del commercio mondiale di tecnologie per la produzione di energia avendo al contempo consolidato una specifica specializzazione in tale settore produttivo.

In questo scenario la posizione competitiva degli altri maggiori attori dell'industria mondiale, Stati Uniti e UE(15), ancorché caratterizzata da una comune diminuzione delle quote di mercato sulle esportazioni mondiali di tecnologie energetiche (12% e 42% rispettivamente è la quota media dell'ultimo triennio), presenta andamenti e accentuazioni assai diverse. Nel caso degli Stati Uniti la specializzazione commerciale nel settore si mantiene sempre positiva e, seppure con forte distacco, seconda solo a quella del Giappone<sup>21</sup>. Nel caso dell'UE(15) emerge, invece, una despecializzazione che solo negli ultimi tre anni si va attenuando e che l'avvicina alle posizioni degli Stati Uniti. Ma è importante d'altra parte non scindere la lettura di queste risultanze dalla forte spinta acquisita dalla dimensione internazionale della produzione e dall'ulteriore allargamento registrato dagli scambi commerciali con l'ingresso nel 2001 della Cina nel WTO.

<sup>18</sup> La specializzazione commerciale è valutata in base alla quota mondiale di export dei singoli paesi o aggregati di paesi nell'aggregato di riferimento in rapporto alla corrispondente quota nel commercio di prodotti manifatturieri. L'indice di specializzazione così calcolato, ISP, è stato poi normalizzato tra i valori -1 e 1, attraverso la seguente trasformazione:  $(ISP - 1)/(ISP + 1)$ . Valori compresi tra 0 e 1 dell'indice così definito indicano pertanto la presenza di uno specifico vantaggio competitivo nel settore, mentre i valori negativi segnalano la presenza di despecializzazione. Per quanto riguarda la specializzazione del Giappone occorre precisare come questa sia stata influenzata nell'ultimo decennio dall'andamento declinante della quota di export manifatturiero del paese. Tale andamento, influenzato peraltro anche dai vasti processi di investimento all'estero effettuati da diversi operatori multinazionali, non inficia tuttavia il significato del forte vantaggio competitivo che il paese detiene nel comparto e che appare sottolineato dalla stabilità della quota di export in un mercato in significativa espansione.

<sup>19</sup> Comprendono: Corea, Hong Kong, Singapore.

<sup>20</sup> Comprendono: Filippine, Indonesia, Malaysia, Thailandia.

<sup>21</sup> Sembra peraltro opportuno notare come la differenza tra i due paesi misurata in ambito commerciale debba essere letta e quindi "calibrata" in funzione del diverso assetto dei rispettivi sistemi energetici.

In questo senso occorre in particolare sottolineare come la specializzazione commerciale degli Stati Uniti, pur rimanendo di segno positivo, appaia stabilmente indebolita nell'ultimo quadriennio, e come in concomitanza si vada rafforzando la specializzazione della Cina. L'indizio di assetti delle strategie produttive che richiamano importanti processi di delocalizzazione sembra inoltre emergere per gli Stati Uniti dalla relativa stabilità della domanda in termini di importazioni<sup>22</sup>.

Le recenti evidenze relative allo sviluppo del commercio internazionale di tecnologie per la produzione di energia e il concomitante mutamento degli assetti geo-economici tendono dunque a mettere in luce come la domanda per un uso alternativo dell'energia stia alimentando una nuova fase di strategie di sviluppo produttivo e tecnologico a livello mondiale. Nel nuovo scenario continua ad essere nel complesso rilevante la posizione di relativa forza tecnologica di Giappone e Stati Uniti e secondaria quella della UE(15). Ma l'evoluzione che lo stesso scenario consente di rilevare impone una lettura maggiormente articolata per ambiti tecnologici, rispetto ai quali sempre più rapidamente si va qualificando la domanda di energia.

### **6.2.2 Sviluppo tecnologico e competitività delle diverse tecnologie energetiche**

#### **Termoelettromeccanica e nucleare**

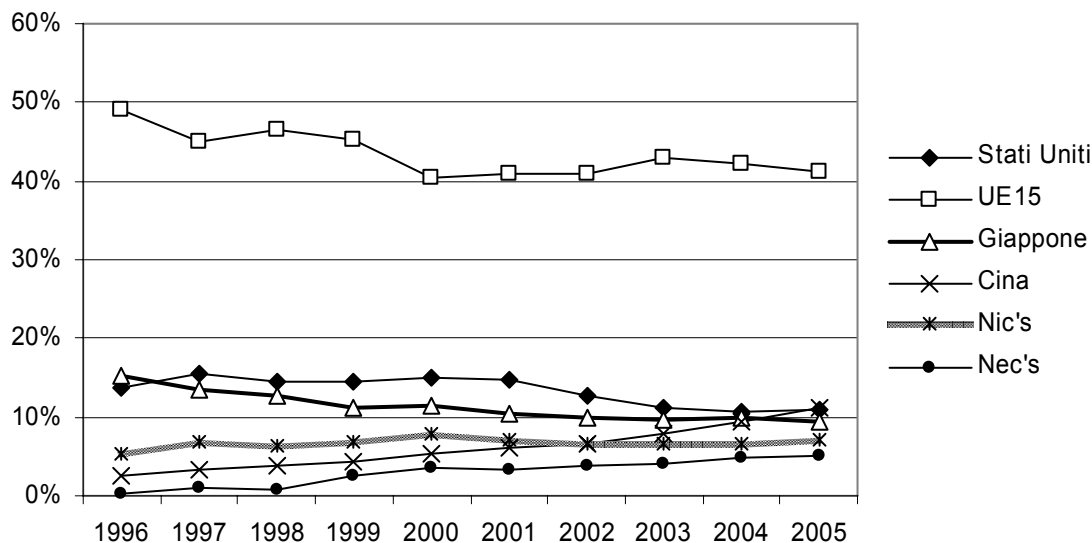
Se si prendono in considerazione le tecnologie della *termoelettromeccanica*, le più "tradizionali" di tutto il settore delle tecnologie energetiche, lo scenario geo-economico appare concentrato sui "blocchi" occidentali di Stati Uniti e UE(15). Il profilo delle quote di export di queste due aree e della relativa specializzazione commerciale risulta in buona misura in linea con quello del settore delle tecnologie energetiche nel suo insieme evidenziando, nel caso dell'UE(15), una relativa tenuta delle posizioni di mercato. Tale tenuta non traduce tuttavia una reale forza competitiva: l'UE(15) infatti appare nell'insieme despecializzata rispetto al manifatturiero (figure 6.15-6.16)<sup>23</sup> e solo di recente manifesta segnali di un qualche recupero. Questo risultato si deve peraltro essenzialmente al contributo positivo di un solo paese, la Germania, che con quote crescenti arriva nel 2005 a coprire quasi il 17% delle esportazioni mondiali divenendo leader assoluto del comparto termoelettromeccanico.

---

<sup>22</sup> La ricollocazione all'estero da parte degli Stati Uniti di parte della capacità produttiva, specialmente manifatturiera, è in realtà fenomeno di carattere generale, incentivato dalla massiccia importazione di capitali seguita agli anni di dollaro forte (fino al 2001, dunque). I tratti, anche commerciali, di questa accelerata globalizzazione risultano comunque enfatizzati nell'area asiatica, e in Cina in particolare, dove nell'ultimo decennio si è andato a concentrare l'afflusso di investimenti diretti esteri.

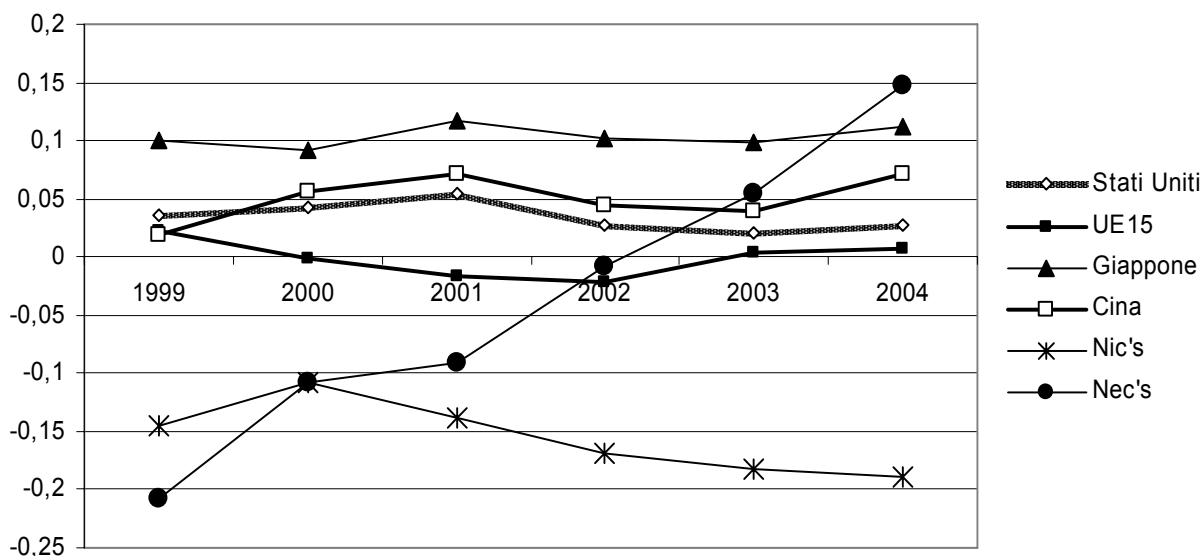
<sup>23</sup> Oltre che in relazione al comparto manifatturiero, la specializzazione commerciale per le diverse tecnologie energetiche è stata valutata anche in relazione allo specifico comparto energetico al fine di cogliere in modo puntuale l'esistenza di vantaggi di tipo relativo.

Figura 6.15 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie termoelettromeccaniche (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

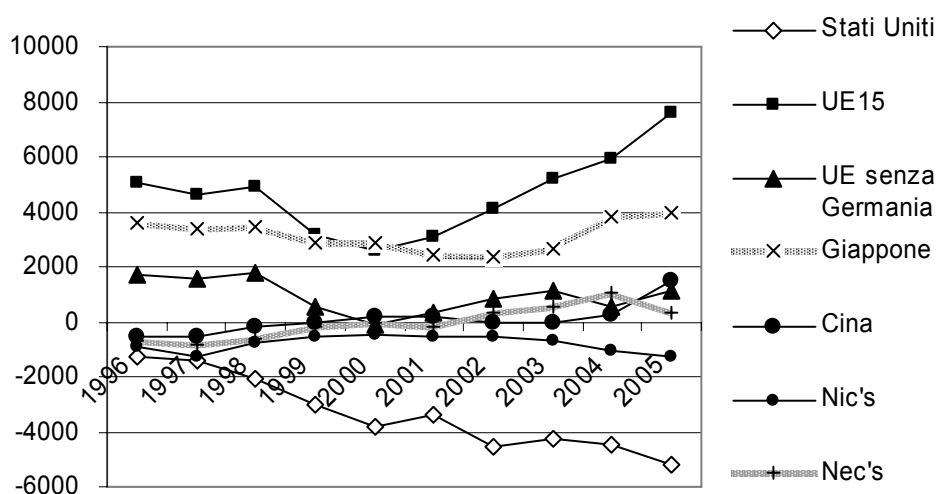
Figura 6.16 - Specializzazione dei maggiori paesi ed aree nelle esportazioni di tecnologie termoelettromeccaniche rispetto al manifatturiero



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

L'apporto positivo di questo paese, anche in termini di saldi commerciali, è inoltre decisivo per l'andamento e la consistenza del saldo commerciale di tutta l'UE(15) (figura 6.17). Il contributo di tutti gli altri paesi europei presenti nel settore (Francia, Regno Unito, Italia, Svezia, Danimarca, Finlandia) è, invece, relativamente marginale e non sottende il consolidamento di una specifica capacità competitiva, essendo il trend delle diverse quote di mercato all'export, soprattutto nell'ultimo quinquennio, variamente declinante.

Figura 6.17 - Saldi commerciali dei maggiori paesi ed aree nelle tecnologie termoelettromeccaniche (milioni di \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Nel caso degli Stati Uniti la specializzazione commerciale, diversamente dall'UE(15) sempre positiva, segnala ancora una significativa presenza del paese nel comparto, ma si va indebolendo e "accompagna" il progressivo incremento del passivo degli scambi.

Sul fronte asiatico la posizione del Giappone risulta, al contrario, profondamente divergente da quella rilevata nell'ambito delle tendenze generali del commercio delle tecnologie energetiche. Il paese, infatti, pur mantenendo una posizione di specializzazione, perde lungo tutto il periodo quote di mercato (dal 15% al 10%) e registra una contrazione dell'attivo commerciale. Le posizioni della regione asiatica sono compensate essenzialmente dalla Cina che, soprattutto nel triennio 2003-2005, registra in questo comparto un incremento delle quote di mercato superiore alla media settoriale e consegue attivi commerciali crescenti. Il resto della "piattaforma" regionale asiatica, rappresentato da Nic's e Nec's, accresce, invece, le proprie quote di export nella termoelettromeccanica in misura inferiore alla media settoriale, e appare sostanzialmente deficitario negli scambi commerciali.

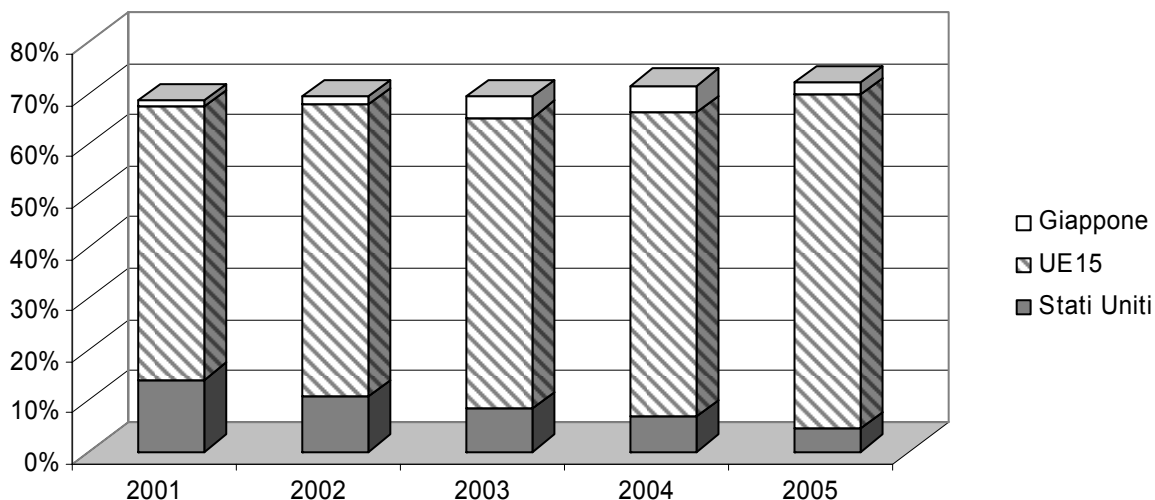
L'evoluzione del settore termoelettromeccanico quale appare dagli scambi commerciali, tende dunque a far emergere in misura più netta non solo scelte produttive e tecnologiche che i diversi paesi hanno saputo e/o potuto compiere rispetto alla domanda di un "nuovo" uso dell'energia, ma inizia anche a riflettere specifici orientamenti che sottendono la "storia tecnologica" dei diversi paesi. Rispetto alla relativa diffusione della rete di produzione del settore, che contribuisce di per sé a generare una minore polarizzazione degli scambi, è inoltre importante rilevare come si delinea una struttura di "vantaggi competitivi" variamente modulata intorno ai maggiori leader tecnologici.

La posizione di Stati Uniti e Giappone sembra così indicare l'inizio di un nuovo processo di sviluppo tecnologico e di specifica diversificazione nel campo delle tecnologie energetiche che si va alimentando su nuovi fronti, come si vedrà più avanti con le tecnologie per l'uso delle fonti rinnovabili. Ma la diversificazione non implica una "perdita di interesse" per il settore quanto, piuttosto, una diversificazione sul piano della "divisione internazionale del lavoro" che vede spesso, proprio in produzioni o fasi di produzione reputate "mature", un sempre maggiore coinvolgimento dell'economia cinese.

Il caso europeo appare in qualche modo più complesso. La lettura dell'Unione dei 15 nel suo insieme è infatti mediata dalla presenza di attori diversi e spesso presenti con diversi gradi di specializzazione. L'eccellenza della Germania nel settore termoelettromeccanico è coerente con la storia tecnologica di questo paese ma certamente deve essere valutata accanto ad altri tipi di eccellenze tecnologiche, quali quelle della Francia e, in minor misura, del Regno Unito nelle tecnologie nucleari o quella della Danimarca nell'eolico. Anche nel caso dell'UE(15) occorre tuttavia rilevare come sia in atto un processo che in molti paesi guarda tanto allo sviluppo quanto alla diversificazione delle tecnologie.

Questo aspetto risulta senz'altro significativo osservando la dinamica del mercato delle tecnologie nucleari (figura 6.18), dove l'UE(15) insieme con la Russia arriva a coprire più dell'80% delle esportazioni mondiali, e di quello relativo alle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, rappresentativo di una frontiera tecnologica in forte movimento.

Figura 6.18 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie nucleari (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

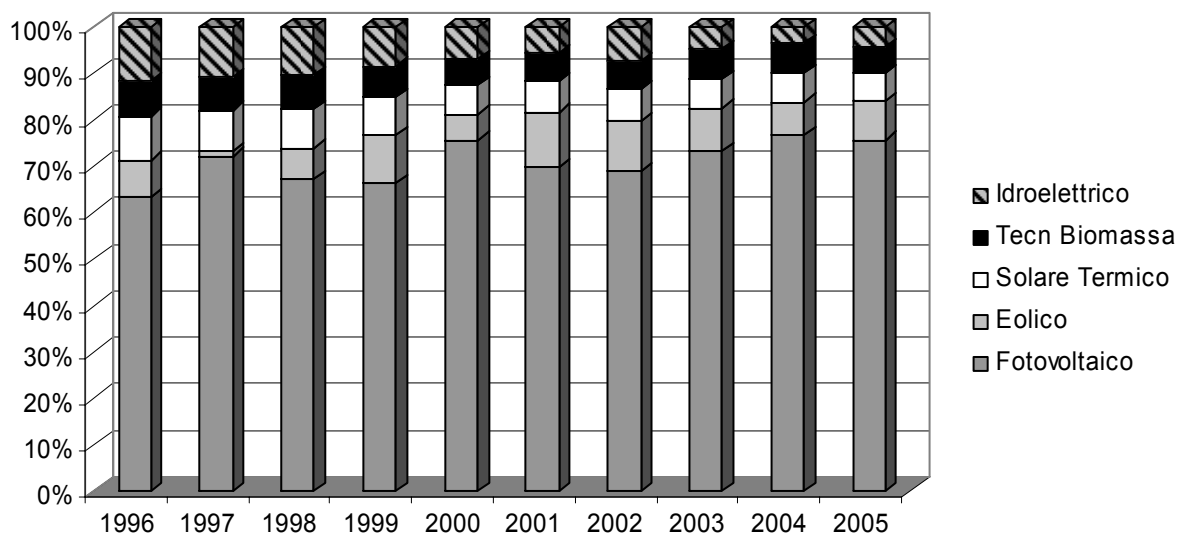
### Tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili

Lo straordinario impulso che la produzione di energia da fonti rinnovabili ha acquisito nell'arco dell'ultimo decennio emerge con grande efficacia dallo sviluppo del commercio internazionale di tecnologie applicate in quest'ambito. Nel quadro della produzione manifatturiera mondiale la crescita degli scambi di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili (da questo momento in poi Fer-man) è apparsa infatti sempre più accelerata distaccando fortemente la crescita media del commercio manifatturiero a partire dal 2000 e dando luogo nel 2005 ad un volume di scambi quasi quadruplo di quello iniziale.

L'evoluzione registrata da questi scambi negli ultimi 3-4 anni testimonia tanto un sensibile aumento della domanda per questo tipo di tecnologie, quanto un rafforzamento di quei processi di internazionalizzazione produttiva sui quali si è consolidato lo sviluppo tecnologico delle Fer-man. Ma interessa soprattutto sottolineare come tale evoluzione sia stata trainata dallo sviluppo e dalla domanda per particolari tecnologie con un aumento della concentrazione degli scambi per le Fer-man del fotovoltaico, da sempre predominanti nello scenario degli scambi per la forte polarizzazione geo-economica, attualmente giunte a coprire circa i  $\frac{3}{4}$  dell'intero commercio, e di quelle dell'eolico, che contribuiscono a circa il 10% del totale degli scambi. Il restante 15% del commercio mondiale di Fer-man si redistribuisce, invece, pressoché equamente tra le tecnologie relative alla produzione di energia da biomasse, le turbine per la produzione idroelettrica e le tecnologie del solare termico (figura 6.19). In queste aree tecnologiche il trend del commercio mondiale ha registrato incrementi significativamente inferiori alla crescita del comparto Fer-man, soprattutto nel caso dell'idroelettrico, la cui quota sugli scambi mondiali di Fer-man subisce la riduzione più drastica, passando da poco meno del 12% a poco più del 4%.



Figura 6.19 - Composizione settoriale delle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili (su valori in \$ correnti)

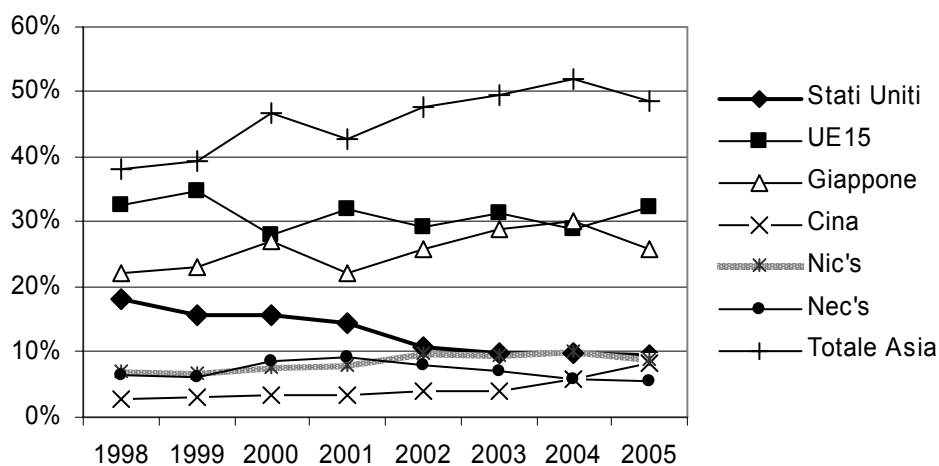


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

L'evoluzione tecnologica delle Fer-man ha investito inoltre in varia misura e in base alle diverse specificità produttive, sia le maggiori aree industriali (Stati Uniti, UE(15), Giappone) sia quelle emergenti della Cina e del Sud-Est Asiatico, modificando fortemente negli ultimi anni l'assetto geo-produttivo di tutto il comparto.

Partendo dai dati aggregati sul commercio delle Fer-man per paesi e aree geografiche è possibile delineare un primo importante scenario di quella che, lungo diverse articolazioni, è oggi la complessa mappa della "divisione internazionale del lavoro" nella produzione di tecnologie per l'uso di fonti rinnovabili. In tale quadro (figura 6.20) lo spostamento del baricentro produttivo da Ovest ad Est è di tutta evidenza. Diminuiscono infatti drasticamente le quote di mercato all'export degli Stati Uniti (una contrazione di più del 35% che si traduce in quote di mercato all'export di poco superiori al 10%), mentre cresce, con diverse accentuazioni, il contributo dell'estremo Oriente comprensivo del Giappone, della Cina e delle aggregazioni dei Nic's e dei Nec's asiatici.

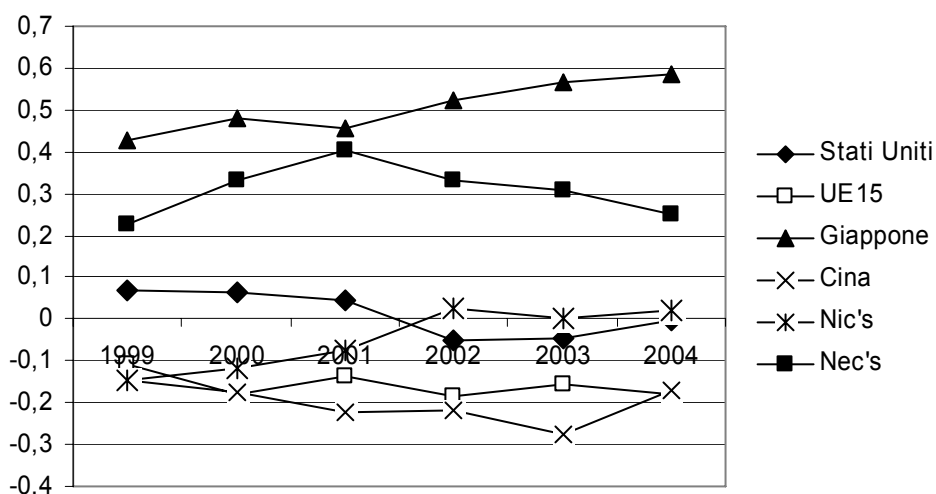
Figura 6.20 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

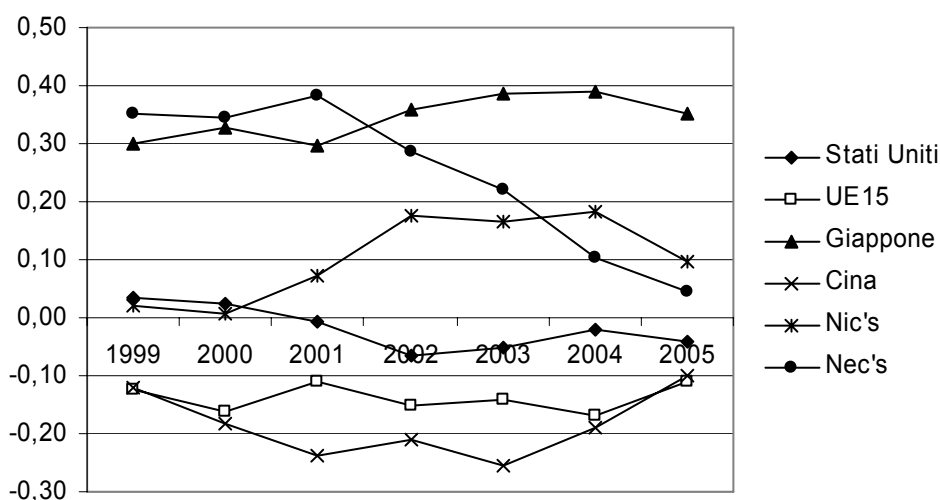
Nell'ambito della crescente rilevanza dell'area asiatica occorre infatti distinguere la posizione del Giappone, presente con una elevata specializzazione commerciale in queste produzioni e con saldi commerciali attivi e crescenti; quella dei Nec's, anch'essi con un attivo crescente e con una specializzazione commerciale comparabile a quella del Giappone, anche se in flessione nell'ultimo quadriennio; la Cina e i Nic's con una specializzazione ancora debole ma crescente e saldi commerciali caratterizzati da passivi crescenti (figure 6.21-6.22). La crescita della "piattaforma" asiatica appare quindi indicativa di quelle importanti trasformazioni che hanno interessato nell'ultimo decennio l'evolversi delle specializzazioni produttive a livello internazionale in presenza di importanti complessi processi di sviluppo tecnologico, spesso accompagnati da un elevato grado di internazionalizzazione produttiva.

Figura 6.21 - Specializzazione dei maggiori paesi ed aree nelle esportazioni di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili rispetto al manifatturiero



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Figura 6.22 - Specializzazione dei maggiori paesi ed aree nelle esportazioni di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili rispetto al totale delle tecnologie energetiche

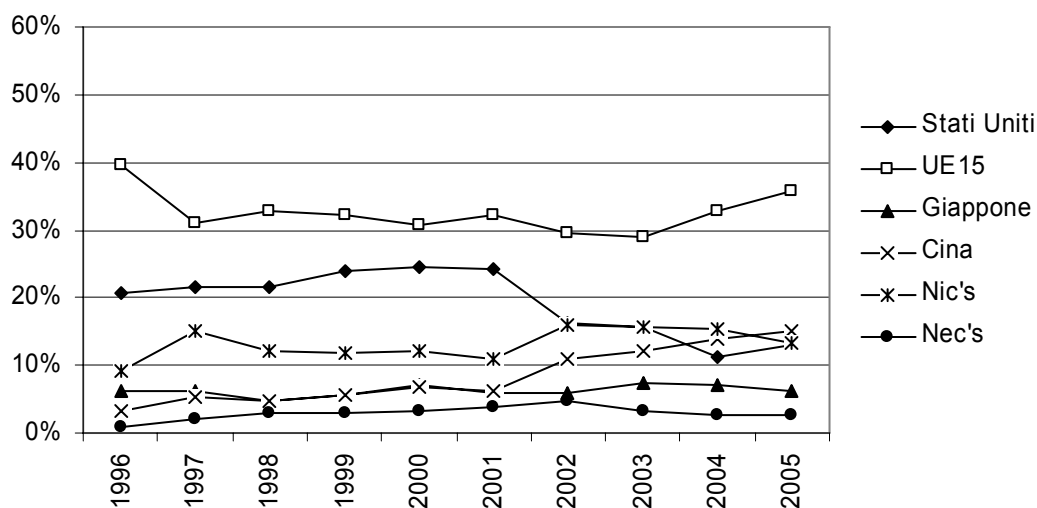


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

L'avanzata del "colosso" cinese nelle produzioni tecnologicamente avanzate (cfr. Quinto Rapporto dell'Osservatorio ENEA sulla competitività tecnologica), si è andata in particolare delineando come l'esito di un fitto intreccio di relazioni produttive e commerciali sempre più intense ed estese, con effetti non sempre univoci sugli assetti commerciali, ma non per questo meno rilevanti sul piano del suo "decollo" tecnologico. Le profonde ristrutturazioni produttive e organizzative che hanno interessato, nell'ultimo decennio, le imprese giapponesi e l'intera regione asiatica hanno infatti prodotto vaste delocalizzazioni produttive di parti o di interi segmenti industriali in Cina, alla ricerca sia di costi di produzione più bassi, sia di nuove complementarità tecnologiche e maggiori efficienze organizzative oltre che di mercati in forte espansione. La quota di mercato cinese sulle esportazioni mondiali di prodotti ad alta tecnologia è così aumentata rapidamente: nel 2001 era intorno al 4,8% e in soli tre anni è pressoché raddoppiata, superando il 9%. Altrettanto imponente è stato l'incremento della quota delle importazioni cinesi di prodotti ad alta tecnologia, che è passata dal 5,3% del 2001 al 9,3% del 2003, facendo divenire la Cina di gran lunga il più importante mercato di sbocco di prodotti ad alta tecnologia dell'area asiatica e, subito dopo gli Stati Uniti, il più grande paese importatore a livello mondiale.

Ma se si guarda alla dinamica del mercato delle Fer-man le performance della Cina appaiono ancora più sorprendenti. Da una quota di export di poco superiore al 3% nel 2001, la Cina è infatti passata nel 2005 ad una quota pari a quasi l'8,5% dell'export mondiale di Fer-man, divenendo al contempo il primo paese importatore con quasi il 15% di quota (figura 6.23). Occorre tuttavia rilevare come nel caso delle Fer-man le performance commerciali della Cina siano confrontabili con quelle dei Nic's asiatici, anch'essi detentori di quote di export prossime al 9% e quote di import intorno al 15%. Lo sviluppo commerciale di quest'area è inoltre precedente a quello della Cina, documentando un importante ampliamento della produzione e degli scambi di Fer-man nel quadrante asiatico soprattutto a partire dal 2002.

Figura 6.23 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle importazioni mondiali di tecnologie per le fonti rinnovabili (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Considerata l'accelerata dinamica che proprio in questo scorcio di tempo ha caratterizzato il commercio mondiale di Fer-man, è dunque evidente come tutto l'asse che va dal Giappone alla Cina attraversando i Nic's e i Nec's si configuri oggi non solo come polo di massima rilevanza commerciale, ma anche come traino fondamentale dello sviluppo produttivo del comparto. Ciò detto, non è tuttavia del tutto corretto restituire una lettura eccessivamente semplificata di un'area tecnologica a così rapido sviluppo e ricca di trasformazioni al suo interno.

È quindi necessario approfondire le valutazioni fatte alla luce dell'analisi delle tecnologie di cui si compone, a cominciare da quelle del fotovoltaico e dell'eolico che, oltre ad avere registrato la massima crescita degli scambi commerciali a livello internazionale, sono divenute un importante punto di approfondimento delle specializzazioni e degli assetti competitivi dei diversi paesi coinvolti.

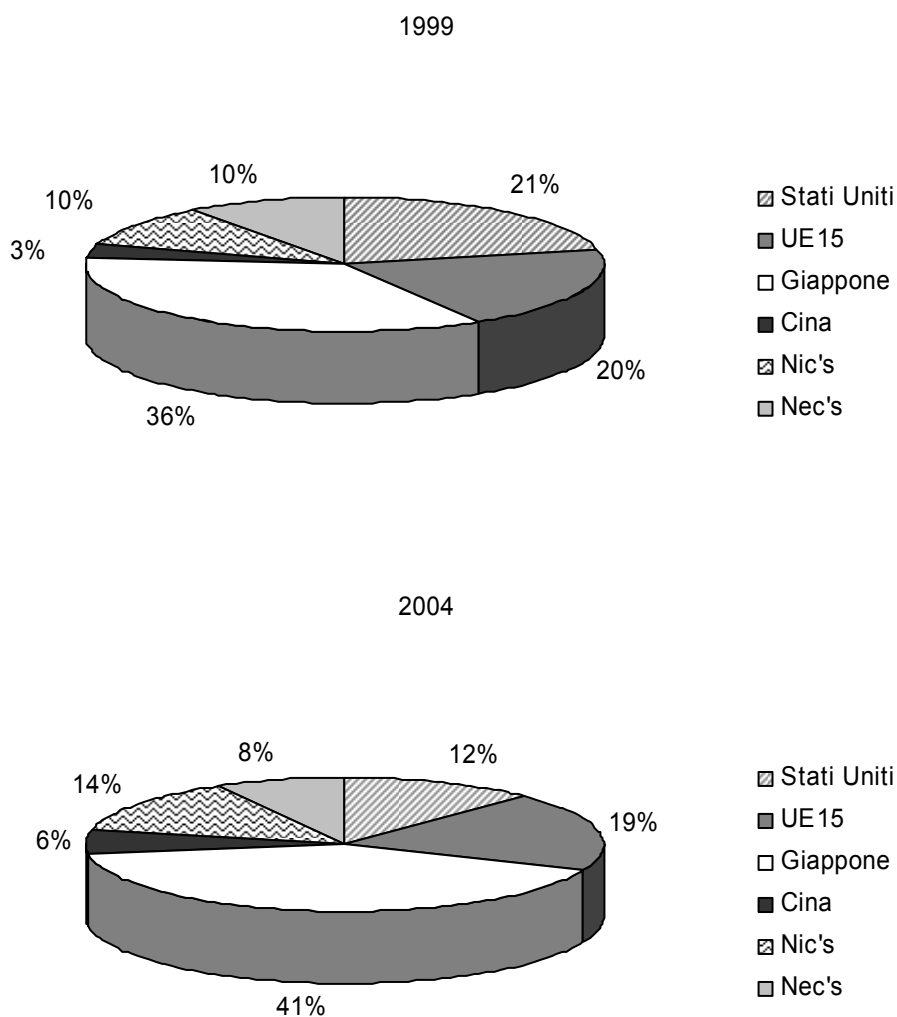
Iniziando dal fotovoltaico si osserva che è proprio in questa area tecnologica che dal 2001-2002 si sono determinate le maggiori trasformazioni anche da un punto di vista geo-economico (figura 6.24). Gli Stati Uniti, presenti fino alla fine degli anni 90 con quasi il 20% della quota di export mondiale, registrano un dimezzamento della stessa a partire da tale periodo, mentre crescono di circa 5 punti percentuali quella della Cina, che si approssima nel 2005 al 9%, e di circa 3 quella dei Nic's, superiore al 13% nel 2004.

Parallelamente gli Stati Uniti iniziano anche a registrare un recupero del deficit commerciale conseguendo nell'ultimo biennio un attivo di bilancio. In forte attivo commerciale (attualmente circa 4 mld di dollari), e con una crescita esponenziale del saldo nel periodo osservato, risulta al contempo la posizione del Giappone che arriva a detenere quasi il 40% della quota di export di fotovoltaico, mentre si ridimensiona la portata commerciale dei Nec's, con una flessione delle quote di mercato (export e import) e dell'attivo del saldo.

Le modificazioni registrate nei maggiori flussi commerciali relativi al fotovoltaico consentono quindi di rilevare come, a partire dal biennio 2001-2002, le dinamiche dell'internazionalizzazione produttiva abbiano prevalso sospingendo non solo lo sviluppo commerciale dell'area della Cina e dei Nic's (questi ultimi a parziale detrimento dei Nec's) ma modificando radicalmente l'assetto produttivo degli Stati Uniti. Giappone e Stati Uniti continuano così a rappresentare il "core" business del fotovoltaico e, soprattutto, il "cuore" della sua competenza tecnologica.

Così come si è già avuto modo di osservare, nelle aree dei Nic's e della Cina si va invece consolidando un processo sempre più intenso di assemblaggio di componenti e di commercializzazione dei prodotti finiti secondo una dinamica che a livello molto più generale ha interessato i segmenti dell'elettronica nei comparti dell'Ict (cfr. Quinto Rapporto Osservatorio ENEA sulla competitività tecnologica).

Figura 6.24 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie fotovoltaiche. Anni 1999 e 2004 (su valori in \$ correnti)

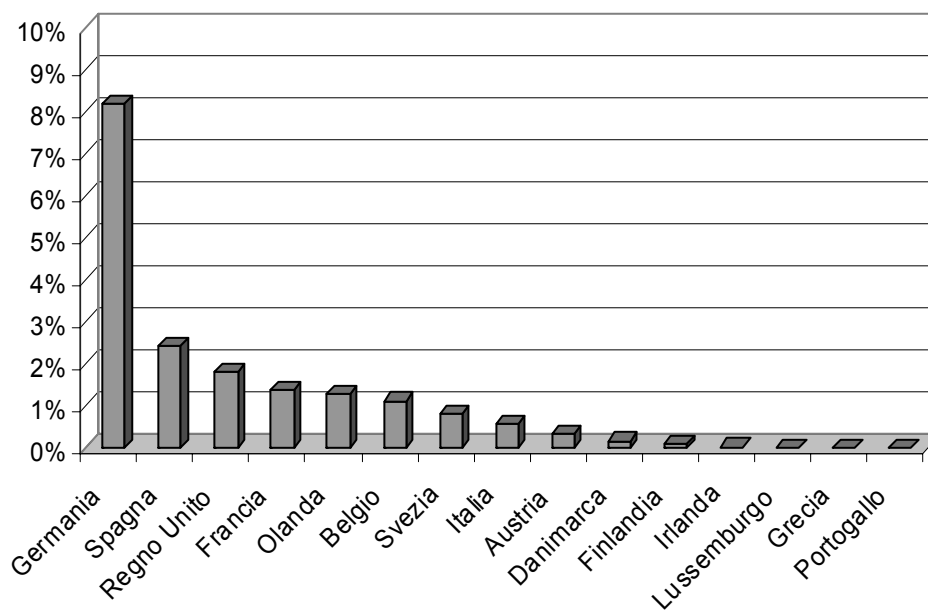


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Nell'ambito di questo importante sviluppo del mercato del fotovoltaico occorre però valutare anche il ruolo di soggetti relativamente più marginali a livello mondiale, ma non meno dinamici e interessanti. A questo riguardo, comincia infatti a delinearsi un nucleo di specializzazione in ambito europeo (figura 6.25), con la Germania che, in un mercato in rapida crescita, mantiene saldamente le proprie quote di mercato (8%), le più alte in Europa, e Spagna e Regno Unito che arrivano singolarmente a detenere quote dell'ordine del 2% lungo un percorso di rapida ascesa, con un miglioramento dei rispettivi saldi commerciali (ormai stabilmente attivi nel caso della Spagna). La crescita del mercato europeo appare peraltro assai interessante se si considera il primato della potenza installata. Questo nuovo assetto è infatti responsabile di una sensibile crescita delle importazioni dell'UE(15) che arriva a rappresentare nel 2005 il 35% del totale mondiale, di cui più del 60% dovuto alla Germania.

La rapida evoluzione all'interno dello scenario europeo non riguarda d'altra parte solo l'attenzione per questa specifica tecnologia ma un orientamento più generale relativo allo sviluppo di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili in linea con gli obiettivi che sull'uso di queste ultime sono stati fissati dall'Unione.

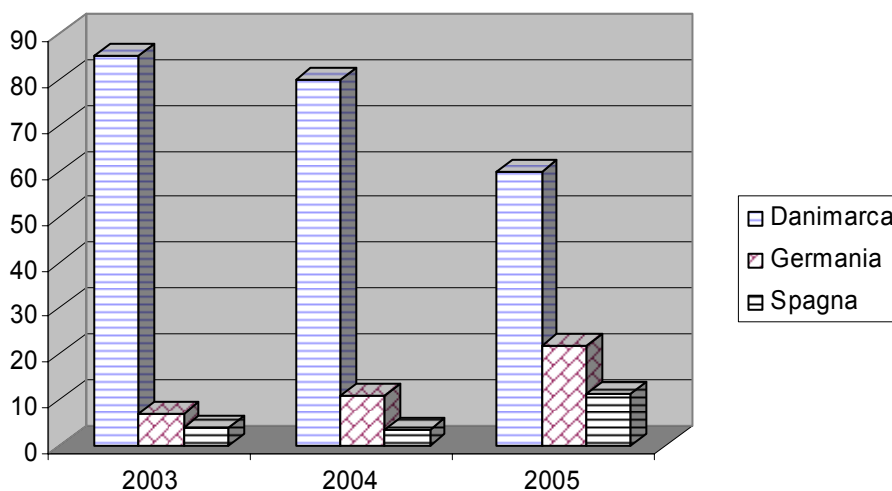
Figura 6.25 - Quote di mercato dei paesi UE(15) sulle esportazioni mondiali di tecnologie fotovoltaiche. Anno 2004 (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Rispecchia certamente il forte cambiamento in atto nell'area europea la dinamica associata al settore *eolico*, tradizionale monopolio dell'Europa e più in particolare della Danimarca. Quest'ultimo paese continua infatti a detenere una quota importante delle esportazioni mondiali (circa il 60%), avendo comunque registrato una forte contrazione della stessa dal 2002, in seguito alle posizioni conseguite dalla Germania (22% nel 2005) e dalla Spagna (11% nel 2005) in rapidissima ascesa negli ultimi anni (figura 6.26). La rilevanza strategica del settore si commisura alla crescente domanda espressa dalle maggiori economie occidentali, ma negli anni più recenti si è andata proiettando anche sullo sviluppo dell'economia cinese. Nel 2005 la quota di importazioni sul totale mondiale del settore eolico della Cina ha infatti superato il 12%, valore quasi doppio rispetto a quello dell'anno precedente.

Figura 6.26 - Quote sulle esportazioni mondiali nel settore eolico in tre paesi della UE. Anni 2003-2005 (su valori in \$ correnti) (%)

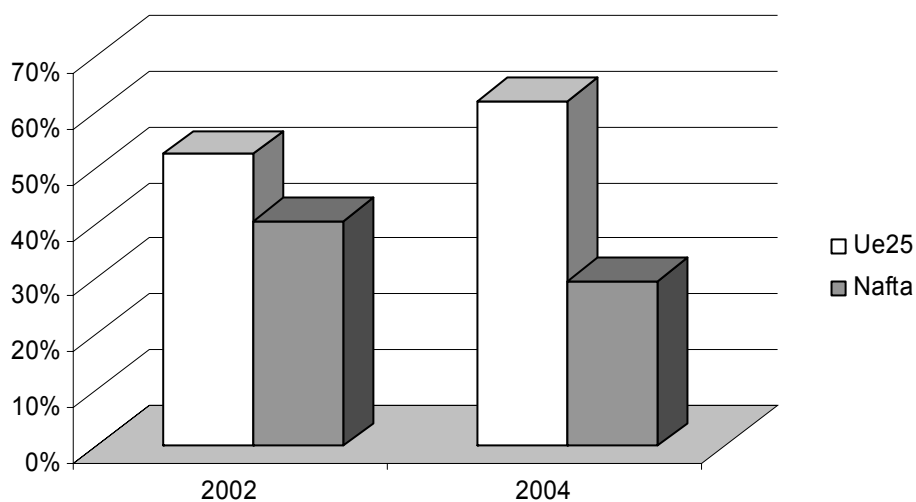


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

L'emergere di un percorso di rafforzamento produttivo e commerciale nelle Fer-man in Europa appare inoltre confermato dalle quote di mercato sulle esportazioni mondiali relative alla tecnologia del *solare termico*, stabilmente superiori al 50%. Diversamente dall'eolico, la presenza in questa tecnologia è assai più diffusa e comprende tanto i maggiori paesi europei (Francia, Germania, Italia, Regno Unito), quanto una serie di altri paesi "minori" dell'Unione, del Nord (Austria, Belgio e Paesi Bassi) come del Sud (Grecia e Spagna) anche se con forti differenziazioni. Il cuore della specializzazione europea in questa tecnologia è infatti rappresentato dalla Germania (più del 18% di quota di mercato all'export), dalla Francia (con una quota all'export prossima al 10%) e dall'Austria (più del 6% di quota all'export), paesi in cui si riscontra anche un interscambio in crescente attivo che contribuisce ad ampliare il surplus commerciale di tutta l'Unione, soprattutto dal 2000, e a determinare una posizione di leadership rispetto all'altro maggiore competitore rappresentato dal Nafta<sup>24</sup> (più del 30% di quota all'export)<sup>25</sup> (figura 6.27).

Dai primi anni 2000 alla performance europea contribuisce significativamente anche l'area dell'UE(10) (figura 6.28) attualmente arrivata a coprire più del 7% dell'export, pressoché totalmente concentrato in Polonia, dove intensi sono stati i processi di investimento e dove la Germania è presente con il massimo numeri di investitori. L'Unione (25) è così oggi rappresentativa di più del 60% del mercato del solare termico mantenendo una quota assai simile a quella precedentemente relativa al nucleo più ristretto dei 15, ma che sottende una direzione di eccezionale sviluppo tecnologico da parte dei paesi maggiormente coinvolti.

Figura 6.27 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie per il solare termico. Anni 2002 e 2004 (su valori in \$ correnti)

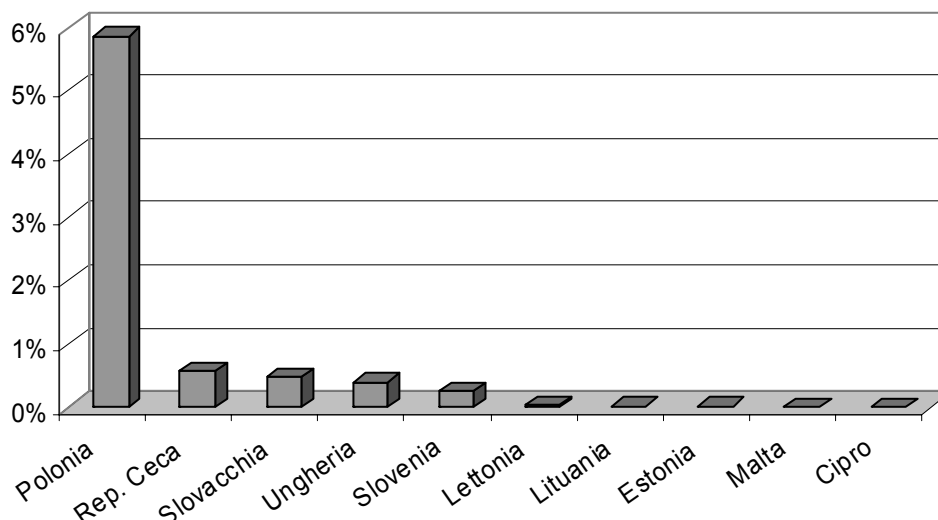


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

<sup>24</sup> Paesi NAFTA (North American Free Trade Agreement) comprendono: Canada, Stati Uniti, Messico.

<sup>25</sup> Nel quadro dei maggiori competitori non è stato citato Israele in quanto caso relativamente isolato non commisurabile alle dimensioni di questi ultimi. È noto tuttavia lo sviluppo tecnologico del solare termico in questo paese; sotto il profilo competitivo, deve essere rilevata la stabilità delle quote di export (2%) in un mercato comunque assai dinamico, nonché la presenza di una significativa specializzazione nell'ambito del proprio manifatturiero (poco più dello 0,5% è infatti la quota di export di Israele sul mercato mondiale).

Figura 6.28 - Quote di mercato dei paesi UE 10 sulle esportazioni mondiali di tecnologie per il solare termico, anno 2004 (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Il consolidamento di un'area diffusa di produzione e scambio di Fer-man a livello europeo caratterizza anche lo sviluppo delle *tecnologie per la produzione di energia da biomasse* (figure 6.29-6.31). In questo caso l'UE(25) copre poco meno del 60% dell'export ed evidenti sono i miglioramenti del saldo commerciale a partire dai primi anni del 2000.

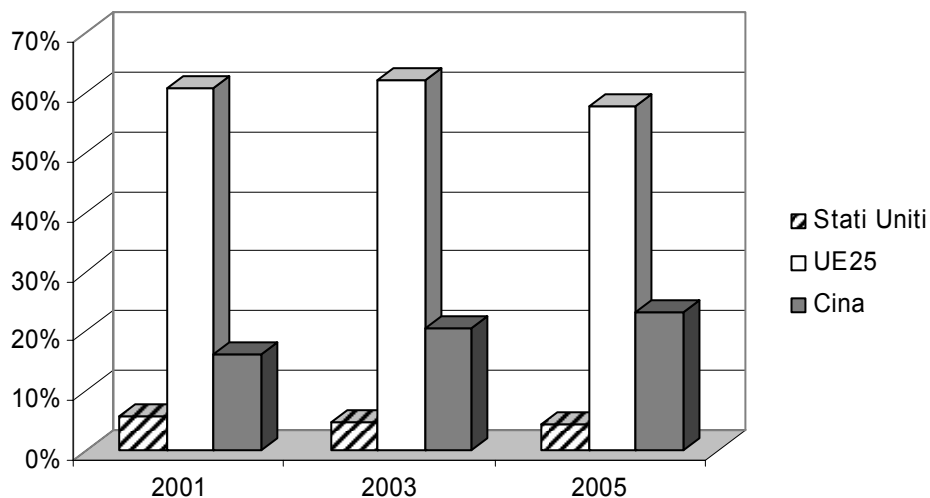
La situazione interna all'area si caratterizza tuttavia molto diversamente da quella osservata nel contesto del solare termico. Alla forte espansione nell'ambito dell'UE(10) (soprattutto nella Repubblica Ceca, in Slovacchia e in Ungheria), che da quote all'export pari a circa il 13% passa a quote di circa il 18%, si contrappone infatti nell'UE(15) non solo un ridimensionamento del mercato, ma anche un deficit commerciale crescente.

L'andamento positivo del saldo commerciale dell'UE(25) è così determinato dalle performance dell'UE(10), divenuta base di riferimento di un significativo processo di delocalizzazione produttiva. L'UE(15) si conferma così massimo importatore di queste tecnologie (circa il 50% del mercato, mentre poco più del 7% è la quota relativa all'UE(10)), in linea con gli orientamenti più generali di cui si è detto.

Nell'ambito dello sviluppo competitivo di queste tecnologie deve essere inoltre segnalata la dinamica della domanda degli Stati Uniti che, con forte accelerazione in un decennio, triplicano la propria quota di import, inizialmente dell'ordine del 10%. Rilevante, in parallelo, appare la crescita della quota di export della Cina (da circa il 10 nel 1996 a più del 23% nel 2005) a fronte di importazioni praticamente inesistenti, testimoniando ancora una volta la propria posizione strategica nella produzione (anche per effetto dei forti afflussi di investimenti diretti esteri dai paesi occidentali) e nella commercializzazione di manufatti connessi allo sviluppo di nuove tecnologie.

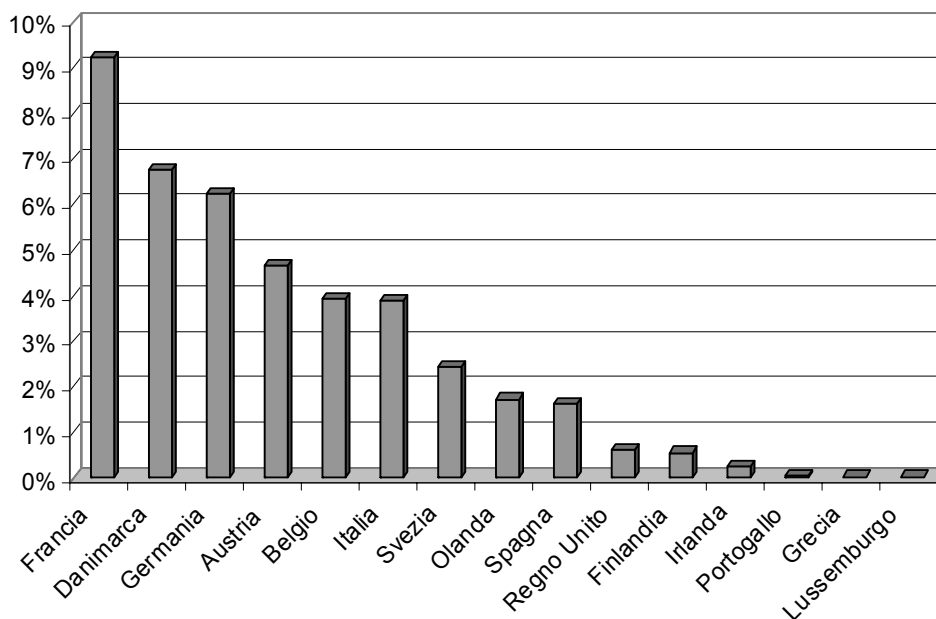


Figura 6.29 - Quote di mercato dei maggiori paesi e aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da biomasse. Anni 2001, 2003, 2005 (su valori in \$ correnti)



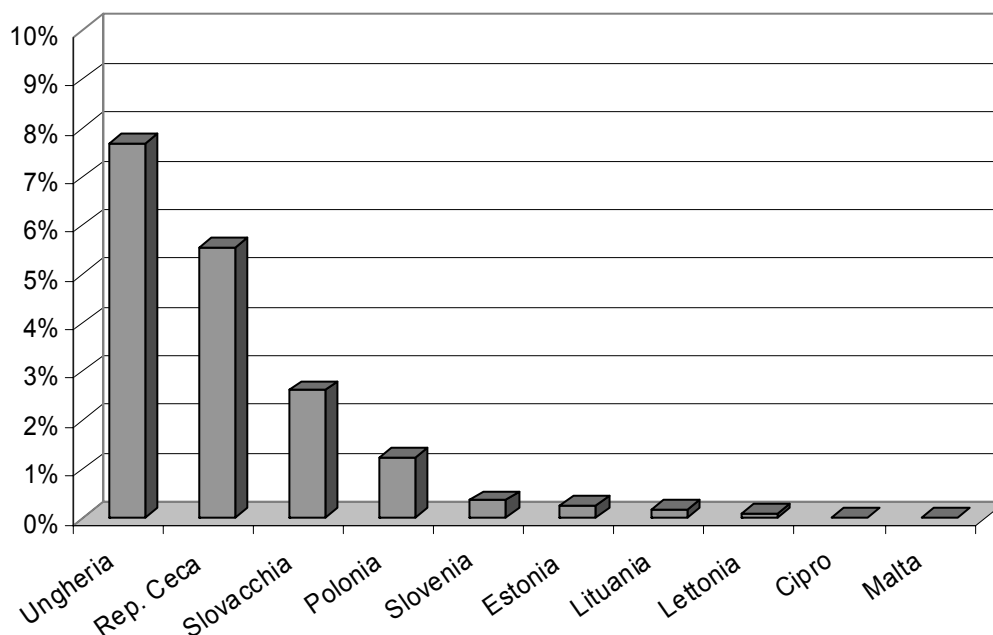
Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Figura 6.30 - Quote di mercato dei paesi UE(15) sulle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da biomasse. Anno 2004 (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Figura 6.31 - Quote di mercato dei paesi UE 10 sulle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da biomasse. Anno 2004 (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

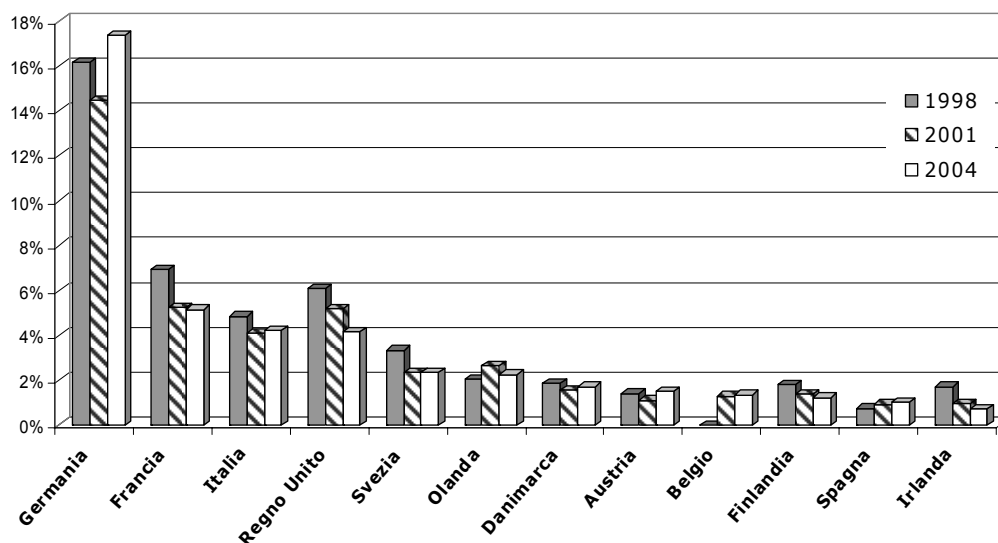
Massima è, infine, la diffusione a livello europeo della specializzazione commerciale relativa alle tecnologie per la produzione di energia *idroelettrica*. Ad una quota commerciale che è superiore al 70% del totale mondiale, l'area europea partecipa infatti con il contributo dell'UE(15) (circa il 50%), dell'UE(10) (circa il 7%), della Romania (2-3%), della Russia (3%) e della Svizzera (più del 10%). Tale assetto si consolida peraltro con saldi positivi e crescenti, con contributi tra i più significativi da parte dei paesi dell'UE(15) maggiormente specializzati, segnatamente Francia, Germania, Austria, e dalla Svizzera. Al rafforzamento dell'area europea corrisponde inoltre una forte crescita della domanda dei paesi asiatici dell'area medio orientale (più del 20% delle importazioni mondiali) e della Cina, in rapida ascesa negli ultimi anni arrivando a detenere più del 16% della quota di import.

### 6.2.3 La competitività dell'Italia nelle tecnologie energetiche

La posizione competitiva dell'industria italiana nell'ambito delle tecnologie energetiche rispecchia solo in parte le tendenze rilevate fin qui per l'Europa nel suo insieme. Ponendo in particolare l'attenzione al quinquennio 2001-2005, durante il quale si è prodotto come visto un "generale fermento" del quadro tecnologico e competitivo a livello mondiale con reazioni anche importanti da parte di diversi paesi europei, l'Italia sembra infatti mostrare alcune incertezze variamente diffuse in tutto il settore.

Iniziando dal comparto della termoelettromeccanica si osserva innanzitutto come nell'arco di quasi dieci anni l'industria italiana abbia guadagnato terreno rispetto ai maggiori competitori europei passando dal quarto al terzo posto nella graduatoria delle quote di mercato all'export grazie a una sostanziale tenuta delle stesse (figura 6.32).

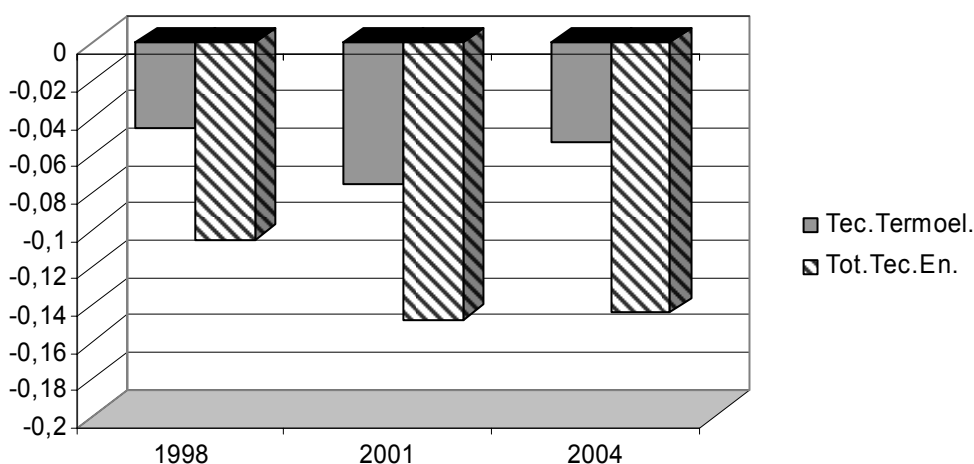
Figura 6.32 - Quote di mercato dell'Italia sulle esportazioni mondiali di tecnologie termoelettromeccaniche nel confronto europeo (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dai ONU

Importanti, inoltre, risultano i risultati conseguiti sul piano degli scambi commerciali in attivo crescente tra il 2001 e il 2005. L'Italia, tuttavia, non detiene nel comparto posizioni di specializzazione, ma tende piuttosto a manifestare una lieve despecializzazione rispetto al complesso dell'industria manifatturiera (figura 6.33), anche negli anni più recenti in cui più forte è stata la sollecitazione della domanda mondiale. In questo senso l'Italia non appare troppo diversa dalla Francia e dal Regno Unito, ma occorre rilevare come questi siano presenti con altre aree di diversificazione tecnologica. È opportuno, invece, segnalare come le nuove dinamiche abbiano catturato la crescita competitiva di un folto numero di "piccoli" paesi europei dell'Europa del Nord (Paesi Bassi, Danimarca, Svezia) che hanno consolidato posizioni di buona specializzazione o, come nel caso del Belgio, che sono venuti alla ribalta dalle retrovie.

Figura 6.33 - Specializzazione commerciale dell'Italia nelle tecnologie termoelettromeccaniche rispetto al manifatturiero

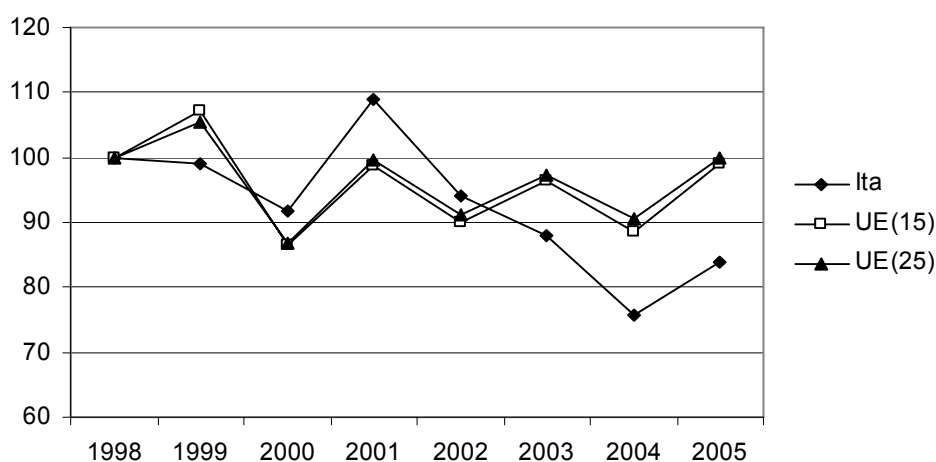


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

La peculiarità della situazione italiana nel contesto europeo e, soprattutto, nel contesto della risposta competitiva che i paesi europei sono riusciti a dare, a fronte del forte processo di cambiamento tecnologico che ha investito anche il settore energetico, non può tuttavia essere

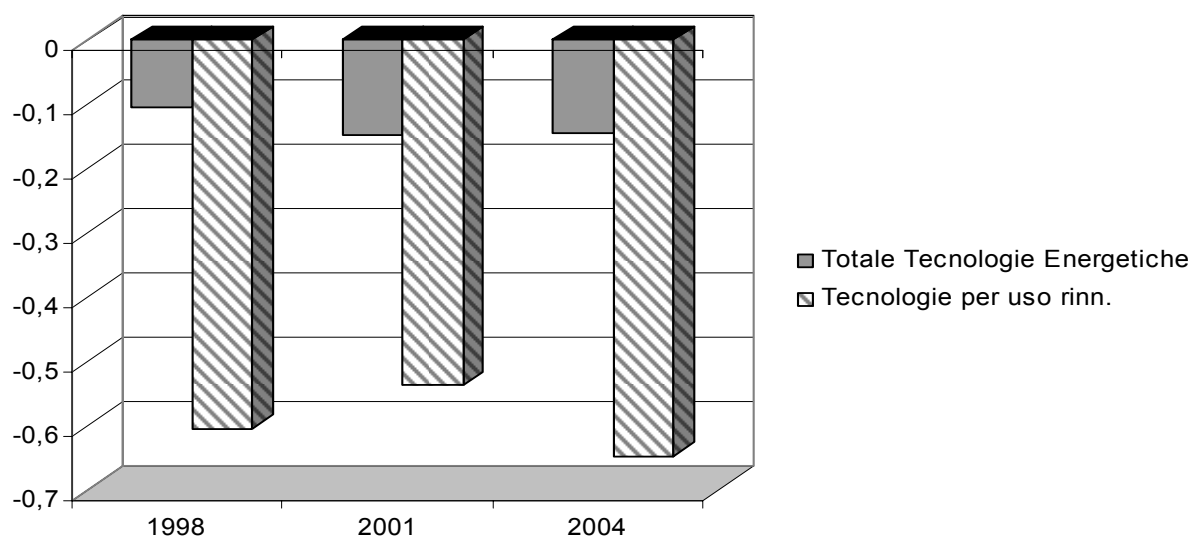
pienamente compresa se non guardando al fronte più nuovo delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili. L'UE(15), complessivamente despecializzata in quest'area, registra infatti al suo interno "picchi" di specializzazione non solo di grandi paesi, come la Germania in posizione di leadership anche in questo caso, ma, soprattutto, di piccoli paesi quali, come visto, la Danimarca e la Spagna che proprio in virtù della presenza all'interno di questo comparto compiono un forte balzo competitivo in tutto il comparto delle tecnologie energetiche. Oltre ai paesi che detengono un vero e proprio vantaggio competitivo è importante inoltre osservare come vi siano altri casi emergenti, come quello del già citato Belgio, che modificano significativamente la graduatoria delle quote di mercato. La già debole presenza dell'Italia nelle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili determina quindi una retrocessione del Paese nella graduatoria competitiva europea con un passaggio dal settimo al nono posto. Tale debolezza si manifesta nell'ambito delle diverse tecnologie e in controtendenza rispetto agli andamenti delle quote dell'UE(15), determinando un incremento della despecializzazione nel comparto (figure 6.34-6.35).

Figura 6.34 - Dinamica delle quote di mercato dell'Italia sulle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili nel confronto europeo (1998=100) (su valori in \$ correnti)



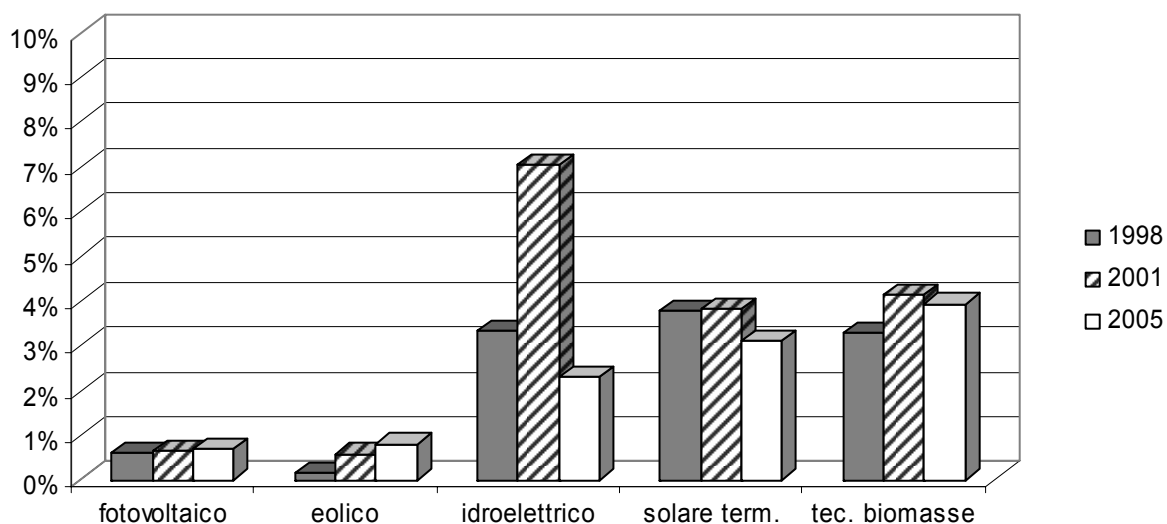
Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Figura 6.35 - Specializzazione commerciale dell'Italia nelle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili rispetto al manifatturiero (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Figura 6.36 - Quote di mercato dell'Italia sulle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili (su valori in \$ correnti)

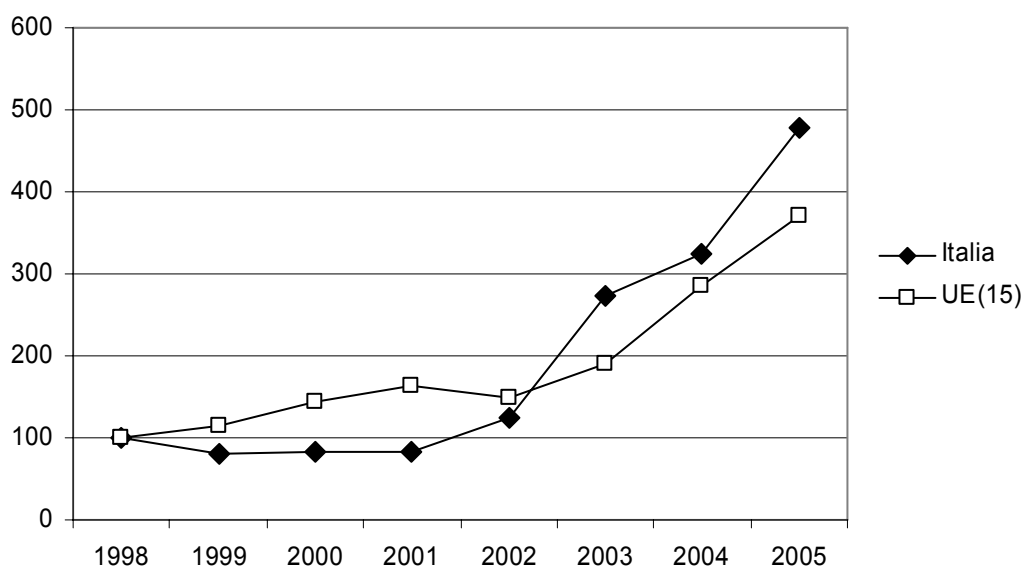


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Particolarmente sensibile appare nel confronto europeo l'arretramento relativo delle quote di export nell'idroelettrico e nel solare termico, mentre stagnante è la dinamica delle stesse nell'ambito delle tecnologie del fotovoltaico (figura 6.36).

Nell'ultimo triennio agli andamenti declinanti delle quote di export si associa inoltre una crescita delle importazioni superiore a quella media registrata dall'UE(15) (figura 6.37) che genera un deficit commerciale di tutto il comparto delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Figura 6.37 - Dinamica delle importazioni dell'Italia di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili nel confronto europeo (1998=100), (su valori in \$ correnti)

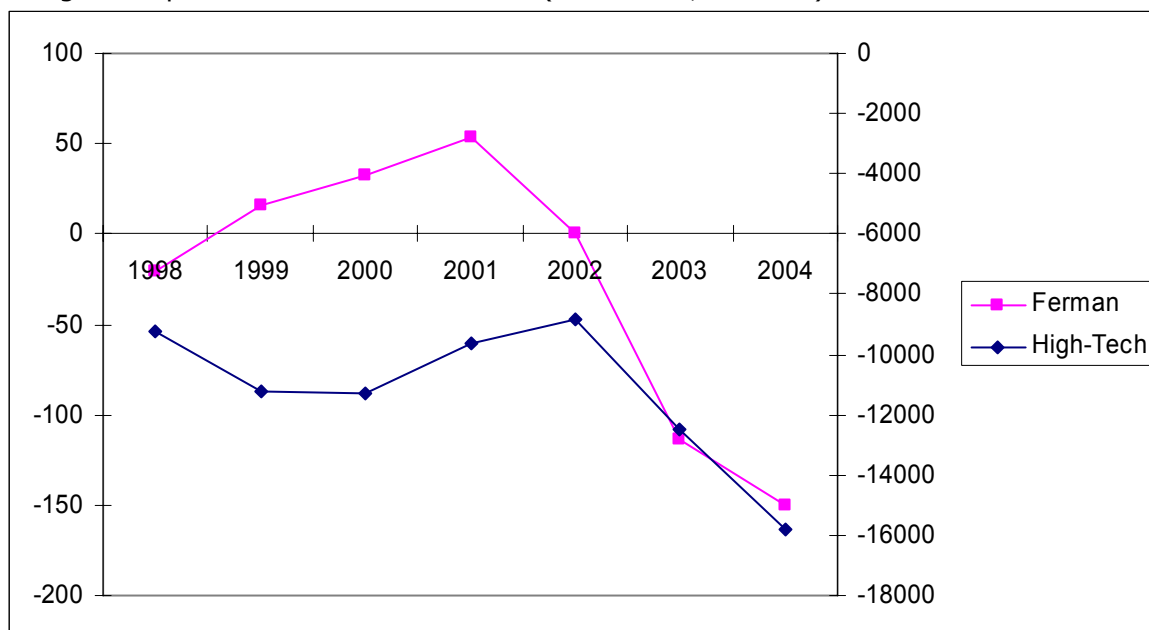


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Quest'ultimo raggiunge nel biennio 2003-2004 valori prossimi ai 150 milioni di dollari, con un peggioramento tra il 2002 e il 2004, più sensibile di quello registrato nell'ambito degli scambi di prodotti high-tech (figure 6.38-6.39).

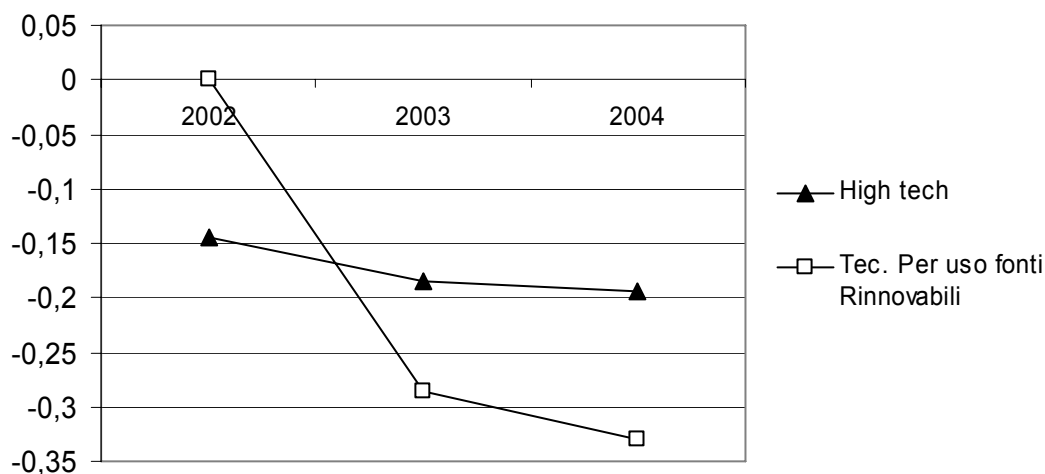
In assenza di una dinamica competitiva come quella che si va diffondendo in diversi paesi europei, l'Italia sembra dunque iniziare a manifestare in questo campo una specifica forma di dipendenza tecnologica, così come già verificatosi nell'ambito dei processi di ammodernamento tecnologico attuati in precedenza.

Figura 6.38 - Saldo commerciale dell'Italia nel comparto high tech e in quello delle tecnologie energetiche per l'uso di fonti rinnovabili (milioni di \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Figura 6.39 - Saldo commerciale normalizzato<sup>26</sup> dell'Italia nel comparto high tech e in quello delle tecnologie energetiche per l'uso di fonti rinnovabili



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

<sup>26</sup> Il saldo normalizzato, qui calcolato come rapporto tra il saldo commerciale del settore considerato e il corrispondente totale degli scambi, varia tra -1 e 1.

Come visto quello che si è andato a delineare negli ultimi anni è uno scenario di profonda trasformazione del settore energetico con un forte indirizzo verso un più esteso ricorso a fonti alternative di energia che sempre più sollecita specifici processi di sviluppo tecnologico. La competenza dell'Italia nel quadro delle tecnologie energetiche deve dunque essere valutata in senso prospettico.

In primo luogo i positivi risultati che sul mercato il paese sta comunque registrando nell'area della termoelettromeccanica non sembrano attualmente in grado di superare i limiti di una specializzazione debole alla quale si vanno contrapponendo le posizioni delle aree del sud est asiatico e comunque punti di forza a livello europeo ben più solidi.

In secondo luogo preoccupa l'assenza nelle tecnologie per l'uso di fonti rinnovabili. Tale assenza sembra infatti fare da cornice all'insufficiente ricorso alle fonti rinnovabili da parte del paese come di recente segnalato dalla Commissione Europea (Piano d'azione per l'efficienza energetica dell'ottobre 2006 e documento sulla riduzione dei gas-serra del 10 gennaio 2007), mentre fa emergere un'ulteriore componente di dipendenza tecnologica che si aggiunge a quella, già ponderosa, rappresentata dalla bolletta "energetica".

#### **6.2.4 Considerazioni di sintesi**

L'evoluzione del commercio internazionale nell'ambito delle tecnologie energetiche ha fornito indicazioni su aspetti importanti e complessi del mutamento dello scenario energetico mondiale negli ultimi anni. Accanto ai problemi connessi alla dotazione delle fonti di energia, il richiamo degli adempimenti in materia ambientale ha infatti sollecitato un ricorso più ampio a forme diversificate di produzione energetica dando impulso ad una nuova domanda tecnologica.

In questo quadro le posizioni produttive e competitive dei maggiori paesi industrializzati risultano sostanzialmente coerenti con i tratti delle competenze tecnologiche storicamente acquisite, ma si distinguono anche in base a politiche di rilancio energetico e tecnologico intervenute caso per caso.

Se da una parte colpisce il ruolo assunto dall'area dei paesi asiatici e in maniera crescente dalla Cina nella produzione e nello scambio di tecnologie energetiche, dall'altra non deve sfuggire la dinamica che ha caratterizzato negli ultimi anni i paesi europei. Vasti programmi di incentivazione e di investimento nell'area delle fonti rinnovabili hanno infatti mobilitato i paesi europei dando luogo ad incrementi delle importazioni ma anche a posizioni non secondarie in termini di quote di mercato all'export e di vantaggio relativo. Le nuove dinamiche che si stanno delineando nelle tecnologie per l'uso di fonti rinnovabili, sono fonte di diversificazione tecnologica per i maggiori paesi, mentre per i più piccoli si stanno trasformando in una importante base di progettazione tecnologica. In tale scenario l'Italia appare, invece, inserirsi con molta più difficoltà e mantenendo, comunque, una debole specializzazione anche nelle tecnologie tradizionali. Pur nell'ambito di un quadro europeo non pienamente assestato, il paese si colloca nelle retrovie, certamente non favorito dal contesto di debole competitività tecnologica che caratterizza tutto il suo sistema produttivo.





## **TERZA PARTE: *APPROFONDIMENTI***



## CAPITOLO 7

### POLITICHE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI

#### 7.1 Linee di tendenza delle politiche dell'Unione Europea

La crescita continua della domanda di energia a livello mondiale pone problemi di ordine politico, economico e ambientale e chiama a rinnovare gli sforzi per il suo contenimento. Il miglioramento dell'efficienza energetica e una attenta gestione della domanda si pongono come misure di fondamentale importanza per contrastare il trend di crescita e costituiscono, al tempo stesso, un valido strumento per conseguire ulteriori obiettivi di politica energetica e ambientale.

Per quanto concerne l'Unione Europea, tali misure occupano un posto di rilievo nel quadro degli interventi necessari per conformarsi al Protocollo di Kyoto sull'abbattimento delle emissioni di gas serra, in particolare di CO<sub>2</sub>, in quanto possono consentire ai paesi dell'UE di raggiungere in maniera più economica l'obiettivo negoziato.

Oltre ad un forte impatto positivo sull'ambiente, una più elevata efficienza energetica contribuisce inoltre a ridurre la dipendenza energetica dall'estero e ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti nel medio e nel lungo periodo. Ad oggi, già il 50% della domanda di energia dell'UE-15 viene soddisfatta attraverso approvvigionamenti esterni e, perdurando l'attuale tendenza, tale dipendenza potrebbe aumentare fino al 70% entro il 2030<sup>1</sup>.

Dati i crescenti prezzi del petrolio infine, gli investimenti in interventi di risparmio energetico possono ridurre i costi a carico del sistema europeo, dando un importante contributo al rilancio della sua competitività sui mercati internazionali.

Da diversi anni l'UE si è attivata per promuovere l'efficienza energetica nei paesi membri sia attraverso programmi di intervento nel campo della ricerca e dell'innovazione, sia attraverso azioni legislative mirate.

Negli ultimi anni l'Unione Europea ha riconosciuto il ruolo fondamentale che l'efficienza energetica può ricoprire per far fronte alle sfide ambientali, rilanciare la competitività e l'occupazione e contribuire alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici. I programmi e le misure di volta in volta adottate hanno contribuito a diminuire l'intensità energetica dei vari Stati membri e dell'Unione nel suo complesso, ma dopo i buoni risultati conseguiti negli anni '90, il tasso di miglioramento dell'intensità energetica è andato progressivamente diminuendo.<sup>2</sup>

#### Il Libro Verde sull'efficienza energetica

Il Libro Verde sull'efficienza energetica<sup>3</sup>, adottato nel giugno del 2005, evidenzia come, dei circa 1.725 Mtep di energia attualmente consumati dai 25 Stati membri dell'Unione, una parte considerevole sia imputabile ad apparecchiature inefficienti o alla scarsa consapevolezza dei consumatori. Studi commissionati dalla Commissione dimostrano la possibilità di ridurre il consumo energetico di almeno un quinto senza costi netti aggiunti – e in numerosi casi a costi negativi – senza ridurre i comfort o gli standard di vita poiché l'energia risparmiata ha un valore sufficiente a rimborsare il costo degli investimenti in un tempo ragionevole – entro la durata della vita tecnica dell'investimento – e a coprire le spese per interessi. Sono inoltre da considerare i benefici che deriverebbero dallo sviluppo di nuovi servizi energetici che potrebbero determinare la creazione di circa un milione di posti di lavoro.

Il rapporto evidenzia come circa il 50% di tale risultato potrebbe essere raggiunto tramite l'applicazione delle misure già esistenti (direttive già in vigore o comunque programmate), mentre l'ulteriore 50% potrebbe essere raggiunto per mezzo di un miglioramento delle misure in essere e l'adozione di ulteriori misure.

L'importanza di tale traguardo risulta evidente qualora si consideri che, secondo la Commissione, risparmiare il 20% dell'energia entro il 2020, equivarrebbe a risparmiare circa 390 Mtep e circa 780 Mt CO<sub>2</sub> all'anno rispetto allo scenario di riferimento, con gli evidenti benefici in termini non solo ambientali e economici ma anche in termini di dipendenza dalle

<sup>1</sup> Libro Verde "Verso una Strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico", COM(2000) 769 def., del 29 novembre 2000.

<sup>2</sup> Secondo la Commissione, negli anni 90 il miglioramento annuo in efficienza energetica era dell'1,4%, mentre attualmente raggiungerebbe solo lo 0,5%.

<sup>3</sup> "Green Paper on Energy Efficiency or Doing More With Less", COM (2005) 265 final, del 22 giugno 2005.

importazioni e sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Tali risparmi, imputabili a nuove politiche e misure e al miglioramento di quelle esistenti, si sommerebbero alla naturale riduzione dell'intensità energetica<sup>4</sup> attesa come conseguenza, tra l'altro, di cambiamenti strutturali, precedenti politiche di efficienza, naturale sostituzione delle tecnologie e aumento del prezzo dell'energia.

Il Piano d'Azione contiene dunque una serie di provvedimenti prioritari da adottarsi quanto prima e altre misure da iniziarsi gradualmente durante i sei anni di copertura del documento. I maggiori risparmi potenziali, efficienti anche dal punto di vista dei costi, sono riscontrabili nei settori residenziale e terziario dove sono stimati rispettivamente intorno al 27% e 30% dei consumi (tabella 7.1). Negli edifici residenziali gli interventi che offrono le migliori opportunità di risparmio riguardano il miglioramento dell'involucro edilizio, mentre per quanto riguarda gli edifici commerciali acquistano particolare importanza i sistemi di gestione dell'energia. Anche il miglioramento dell'efficienza energetica delle apparecchiature e dei prodotti che utilizzano energia offre ancora un grande potenziale. Per l'industria manifatturiera il potenziale complessivo è stimato intorno al 25%, mentre per i trasporti tale percentuale sale al 26%.

Tabella 7.1 - Risparmi potenziali nei vari settori degli usi finali

Settore	Consumo energetico (Mtep) 2005	Consumo energetico (Mtep) 2020 (BAU)	Potenziale di risparmio 2020 (Mtep)	Potenziale di risparmio complessivo 2020 (%)
Residenziale	280	338	91	27%
Edifici commerciali	157	211	63	30%
Trasporti	332	405	105	26%
Industria manifatturiera	297	382	95	25%

Fonte: Piano d'Azione COM (2006)545 def.

Il Piano stabilisce 10 interventi prioritari di seguito sinteticamente descritti (tabella 7.2):

### **Etichettatura energetica delle apparecchiature e standard minimi di rendimento energetico**

A partire dal 2007 verranno adottati dei requisiti minimi di efficienza energetica e un sistema di etichettatura per le apparecchiature e i prodotti che consumano energia. La Commissione propone di rivedere e modificare la direttiva 1992/75/CE per ampliare il suo campo di applicazione e rinforzare la sua efficacia. Si prevede di includere altre apparecchiature, aggiornare le classificazioni esistenti e rivederle ogni cinque anni o quando il progresso tecnologico lo richieda. L'aggiornamento delle classificazioni dovrà garantire che la classe A venga assegnata solo al 10-20% delle apparecchiature maggiormente efficienti.

La Commissione inizierà inoltre, sempre nel 2007, a dare attuazione alla direttiva 2005/32/CE attraverso l'adozione di direttive di implementazione per 14 gruppi di prodotti, tra i quali: caldaie, scaldacqua, televisori, modalità *stand by*, impianti di illuminazione per gli uffici e illuminazione pubblica delle strade, computer e monitor; caricabatterie e generatori; apparecchiature per ufficio (fotocopiatrici, fax, stampanti, scanner e apparecchi multifunzione); condizionatori e ventilatori residenziali; motori elettrici; frigoriferi e congelatori di uso non domestico frigoriferi e congelatori di uso domestico; lavatrici e lavastoviglie di uso domestico. Queste direttive conterranno anche delle indicazioni circa l'evoluzione degli standard negli anni successivi in modo da preparare i produttori ai nuovi requisiti.

### **Il rendimento energetico degli edifici**

A partire dal 2009 la Commissione intende ampliare l'ambito di applicazione della direttiva 2002/91/CE per includere anche gli edifici di taglia minore. In particolare si prevede di ridurre il parametro dei 1000 m<sup>2</sup> per l'applicazione dei requisiti minimi di rendimento energetico agli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione sostanziale. Si prevede inoltre di introdurre degli standard minimi di efficienza per gli edifici nuovi e sottoposti a ristrutturazione (da esprimersi in kWh/m<sup>2</sup>), e per alcuni componenti, come i vetri. Verrà inoltre incentivata la costruzione di

<sup>4</sup> Tale miglioramento secondo la Commissione è stimato intorno all'1,8%, pari a 470 Mtep annui.

edifici a basso consumo ("case passive"), le quali, nel medio periodo, dovranno diventare lo standard per le nuove costruzioni.

### **Miglioramento dei processi di trasformazione dell'energia**

Dato il volume delle perdite nel processo di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia, la Commissione intende sviluppare entro il 2008 requisiti di rendimento minimi per gli impianti di produzione di elettricità, calore e freddo, di potenza inferiore a 20 MW<sup>5</sup>. Si prevede inoltre, in collaborazione con l'industria della generazione e con il CEER<sup>6</sup>, di adottare linee guida sulle migliori pratiche per incrementare il rendimento degli impianti e per ridurre le perdite di trasmissione e distribuzione. Entro la fine del 2007 è prevista infine la presentazione di una proposta per l'adozione di un nuovo quadro regolamentare di promozione della generazione distribuita, per l'ulteriore promozione della cogenerazione e per l'adozione di requisiti minimi di rendimento dei sistemi di teleriscaldamento e di micro-cogenerazione.

### **Trasporti**

Tra le diverse misure proposte dalla Commissione assume particolare rilevanza l'impegno ad adottare tutte le misure necessarie, anche a carattere legislativo, per raggiungere, entro il 2012, il target di emissione di 120 g CO<sub>2</sub>/km per le nuove autovetture. Nelle intenzioni della Commissione tale obiettivo deve essere raggiunto passando entro il 200-2009 attraverso un accordo volontario che limiti le emissioni a 140 g CO<sub>2</sub>/km. Il Piano riconosce inoltre che è possibile risparmiare energia migliorando l'efficienza dei sistemi di trasporto stradali, ferroviari, marittimi e aerei, nonché intervenendo sulle abitudini dei cittadini.

### **Promozione del finanziamento degli investimenti in efficienza energetica**

La Commissione intende proseguire nel percorso di identificazione e rimozione delle barriere legali negli Stati membri che impediscono il ricorso alle società di servizi energetici (ESCO) e a strumenti contrattuali per l'efficienza energetica. In particolare è prevista la promozione dell'offerta di finanziamento da parte del settore bancario nei confronti delle PMI e delle ESCo al fine di realizzare interventi di efficienza energetica identificati nel corso di audit energetici.

### **Incentivazione dell'efficienza energetica nei nuovi Stati membri**

La Commissione intende promuovere il finanziamento di progetti per l'efficienza energetica nei nuovi Stati membri, in particolare nel settore dell'edilizia sociale, facendo ricorso ai Fondi strutturali e di coesione.

### **Coerente utilizzo della tassazione**

La Commissione preparerà un Libro Verde sulla tassazione indiretta e successivamente rivedrà la direttiva 2003/96/CE per integrarvi le tematiche dell'efficienza energetica e della tutela ambientale.

### **Sensibilizzazione, formazione e informazione**

Il Piano sottolinea l'importanza della formazione degli energy manager e della sensibilizzazione dell'opinione pubblica, in particolare attraverso programmi di educazione nelle scuole.

### **Efficienza energetica nelle città**

La Commissione promuoverà nel 2007 la conclusione di un Patto tra i sindaci delle 20-30 più grandi città europee all'avanguardia nel campo dell'efficienza energetica in modo da favorire lo scambio di esperienze e l'applicazione delle migliori tecnologie.

### **Cooperazione internazionale**

Per promuovere l'efficienza energetica a livello globale la Commissione si sforzerà di raggiungere un accordo quadro con partner commerciali e organizzazioni internazionali per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali e nella produzione di energia.

Nella tabella 7.2 vengono sinteticamente esposti gli interventi presi in considerazione dal Piano d'Azione.

---

<sup>5</sup> Si tratta di impianti non inclusi nell'ambito di applicazione della direttiva Emission Trading.

<sup>6</sup> Council of European Energy Regulators

Un ragionamento più approfondito merita l'intervento europeo nelle politiche integrate di prodotto per cui si rimanda all'ultimo paragrafo di questo capitolo.

Tabella 7.2 - Principali misure contenute nel Piano d'Azione della Commissione

MISURA PROPOSTA	PERIODO di RIFERIMENTO
<b>1. Requisiti dinamici di performance energetica per prodotti che consumano energia, edifici e servizi</b>	
▪ Attuazione della direttiva 2005/32/CE	
<i>Coordinamento delle previsioni in materia di ecodesign, etichettatura energetica e incentivi</i>	2007-2012
<i>Adozione di specifiche per la progettazione ecocompatibile di 14 gruppi prioritari di prodotti</i>	2007-2009
▪ Adozione di specifiche per la progettazione ecocompatibile per ulteriori classi di prodotti	2008-2010
▪ Supporto agli impegni volontari per il raggiungimento di risparmi energetici	2007-2012
▪ Attuazione e eventuale modifica della direttiva 92/75/CE sull'etichettatura energetica	
<i>Adozione di una proposta di direttiva per l'etichettatura energetica di scaldacqua a gas e ad elettricità</i>	2007
<i>Adozione di ulteriori misure di implementazione del sistema di etichettatura; revisione delle misure già adottate con la prospettiva di aggiornarle ogni 5 anni per mantenere sempre solo il 10-20% dei prodotti in circolazione classificati come A; verifica dei costi del ciclo di vita dei prodotti e dei risparmi energetici attesi</i>	2007-2009
<i>Lancio di un'indagine complessiva sull'attuazione della direttiva</i>	2007
▪ Attuazione e eventuale modifica dell'Accordo Energy Star sulle apparecchiature da ufficio	
<i>Conclusione di un nuovo Accordo quinquennale</i>	2007
<i>Adozione di una proposta di modifica del Regolamento CE 2422/2001</i>	2007
<i>Sviluppo di requisiti energetici più stringenti per le apparecchiature da ufficio</i>	2007-2011
▪ Attuazione e eventuale modifica della direttiva 2006/32/CE	
<i>Adozione di un Memorandum di intesa sull'efficienza energetica in cooperazione con il CEER attraverso l'ERGEG</i>	2007
<i>Valutazione dell'eventualità di adottare un sistema di Certificati bianchi a livello comunitario</i>	2008
<i>Rafforzamento della coerenza delle linee guida nazionali sugli acquisti pubblici energeticamente efficienti</i>	2008
<i>Ricerca di un accordo per rendere più stringenti i criteri armonizzati in materia di accordi volontari</i>	2009
<i>Adozione di requisiti di metering e fatturazione più dettagliati</i>	2009
<i>Eventualità supporto o creazione di un centro per identificare e migliorare le tecnologie esistenti e emergenti</i>	2008
▪ Attuazione e eventuale modifica della direttiva 2002/91/CE	
<i>Adozione di una proposta di abbassamento dei parametri per l'applicazione dei requisiti minimi di rendimento energetico agli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione sostanziale</i>	2009
<i>Adozione di requisiti minimi di rendimento energetico (kWh/m<sup>2</sup>) per gli edifici nuovi, sottoposti a ristrutturazioni e per alcuni singoli componenti, avendo come obiettivo per i nuovi edifici di raggiungere il livello delle case passive a partire dal 2015</i>	2009
<i>Eventuale adozione di requisiti obbligatori per l'installazione di tecnologie per il riscaldamento e raffrescamento passivi</i>	Entro al fine del 2008
▪ Attuazione della direttiva 89/106/CEE	
<i>Introduzione di considerazioni di efficienza energetica negli standard dei prodotti per la costruzione</i>	2008
<b>2. Miglioramento dei processi di trasformazione dell'energia</b>	
▪ Sviluppo di requisiti minimi di rendimento per i nuovi impianti di generazione di elettricità, calore e freddo al di sotto dei 20 MW e eventualmente oltre	2008
▪ Sviluppo di linee guida contenenti buone pratiche per gli impianti esistenti	2008
▪ Adozione di linee guida (in cooperazione con il CEER, attraverso l'ERGEG) su buone pratiche regolamentari per ridurre le perdite di trasmissione e distribuzione	2008
▪ Proporre un nuovo quadro regolamentare per la promozione dell'accesso alla rete e la connessione della generazione distribuita	2007
▪ Attuazione e eventuale modifica della direttiva 2004/4/CE	
<i>Armonizzazione dei metodi di calcolo della cogenerazione ad alta efficienza</i>	2008-2011
<i>Raggiungimento di un accordo su una garanzia d'origine</i>	2007-2009
<i>Identificazione da parte degli Stati membri della domanda di calore adatta alla cogenerazione</i>	2007-2008
<i>Identificazione del potenziale del calore di scarto da parte degli Stati membri</i>	2007-2008
<i>Proposizione di requisiti minimi di efficienza per il teleriscaldamento</i>	2007-2008
<i>Adozione di una norma europea (EN) e di requisiti minimi di efficienza per la micro cogenerazione</i>	2007-2009
<b>3. Trasporti</b>	
▪ Adozione delle misure necessarie, anche a carattere legislativo, per fare raggiungere alle nuove autovetture il target di emissione di 120 g CO <sub>2</sub> /km entro il 2012. Questo obiettivo	2012 e 2008 - 2009

deve essere raggiunto passando entro il 2008-2009 attraverso un accordo volontario che limiti le emissioni a 140 g CO <sub>2</sub> /km.	
▪ Sviluppo di un mercato per veicoli più sicuri, efficienti e a basse emissioni	2007-2012
▪ Rafforzamento dei sistemi di informazione in tempo reale sulla mobilità e il traffico (RTTI) e dei sistemi di gestione del traffico	2007-2012
▪ Modifica della direttiva 1999/94/CE	2007
▪ Adozione di requisiti minimi di efficienza per i sistemi di condizionamento delle autovetture	2007-2008
▪ Adozione di una proposta per un sistema di etichettatura per gli pneumatici	2008
▪ Incentivazione di accordi volontari e eventuali ulteriori misure per l'adozione di un sistema di monitoraggio della pressione degli pneumatici	2008-2009
▪ Adozione di una proposta per l'installazione obbligatoria di sistemi di monitoraggio della pressione degli pneumatici sulle nuove autovetture	2008-2009
▪ Preparazione di un Libro verde sul trasporto urbano che proponga delle soluzioni condivise basate su esperienze concrete, che includano, se appropriato, l'utilizzo delle infrastrutture e la tariffazione del trasporto urbano	2007
▪ Armonizzazione delle misure adottate per promuovere tecniche di guida eco-sostenibili attraverso le scuole guida	2008
▪ Promozione dell'efficienza energetica nel trasporto aereo attraverso il SESAR (Single European Sky Air Traffic Management Research project)	2007-2012
▪ Introduzione del settore dell'aviazione nell'EU ETS	Fine 2006
▪ Promozione delle autostrade del mare e del <i>short sea shipping</i>	2007-2012
<b>4. Promozione e finanziamento dell'efficienza energetica</b>	
▪ Identificazione e rimozione delle barriere legali negli Stati membri che impediscono il ricorso alle ESCo e a strumenti contrattuali per l'efficienza energetica	2007-2009
▪ Promozione dell'utilizzo del finanziamento comunitario da parte delle PMI per promuovere l'eco-innovazione	2007-2012
▪ Predisposizione di un Libro Verde sulla tassazione indiretta e revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia in modo da incorporare l'efficienza energetica e ulteriori considerazioni ambientali	2007 e 2008
▪ Adozione della proposta della Commissione COM(2005)261 che collega la tassazione dei veicoli alle loro emissioni di CO <sub>2</sub> e invito agli Stati membri che stanno adottando delle riforme del proprio sistema di tassazione ad introdurre tali modifiche	2007
▪ Promozione di una rete tra Stati membri e tra regioni per assicurare il finanziamento delle migliori pratiche per l'efficienza energetica	2007-2012
▪ Facilitare l'emersione di partnership pubblico-private per attrarre fondi per finanziare il debito, le garanzie e il venture capital per le PMI, ESCo e altre imprese che offrono servizi energetici	2007
▪ Promuovere il finanziamento di progetti per l'efficienza energetica nei nuovi Stati membri, in particolare nel settore dell'edilizia sociale, facendo ricorso ai Fondi strutturali e di coesione	2007-2012
▪ Promuovere l'utilizzo dei fondi pubblico-privati per l'efficienza energetica e finanziare audit energetici nel settore pubblico e nelle PMI e gli interventi individuati attraverso gli audit, attraverso il ricorso alla BERS, alla BEI e ai Fondi strutturali e di coesione	2007-2012
▪ Valutazione dei costi e benefici di incentivi per le imprese e crediti fiscali per promuovere la produzione e l'acquisto di apparecchiature efficienti	2007
▪ Proposizione di un accordo fiscale speciale per il diesel commerciale che riduca le differenze eccessive nei livelli di tassazione nei diversi Stati membri per aumentare l'efficienza energetica del trasporto su gomma riducendo il cosiddetto <i>tank tourism</i>	2007
<b>5. Modificare il comportamento</b>	
▪ Certificazione EMAS di tutti gli edifici della Commissione e successivamente degli edifici delle altre istituzioni comunitarie	2007-2009 e 2010
▪ Rafforzamento delle linee guida in materia di efficienza energetica attraverso la modifica del regolamento EMAS	2007
▪ Adozione di Linee guida per gli acquisti energeticamente efficienti della Commissione; promozione di sistemi di gestione energetica e di strumenti di formazione per l'industria, le PMI e il settore pubblico	2007-2012
▪ Organizzazione di una competizione in ciascuno Stato membro per premiare la scuola più energeticamente efficiente	2007-2008
▪ Creazione di un Accordo tra i sindaci delle maggiori città europee per scambiarsi le migliori pratiche e creare una rete permanente	2007
▪ Adozione di una raccomandazione agli Stati membri per l'inserimento delle tematiche dell'efficienza energetica e dei cambiamenti climatici nei programmi scolastici	2007
<b>6. Partnership internazionale</b>	
▪ Lancio di un'iniziativa per un accordo internazionale quadro sull'efficienza energetica	2007
▪ Proposizione alle industrie esportatrici di Accordi volontari per l'etichettatura, l'informazione e i requisiti minimi di rendimento energetico	2007-2012
▪ Rafforzamento dell'efficienza energetica nei trattati commerciali e energetici e in altre contesti di cooperazione	2007-2012
▪ Rafforzamento della cooperazione internazionale sui metodi di misurazione dei requisiti minimi di rendimento e l'etichettatura energetica	2007-2012
▪ Creazione di un network internazionale per la diffusione delle informazioni e consulenze sulle tecnologie efficienti	2009

## 7.2 L'intervento nazionale

In questi ultimi anni, i problemi ambientali, economici e di sicurezza dell'approvvigionamento energetico legati alla continua crescita della domanda di energia, nonché all'aumento del costo del petrolio, hanno fatto registrare anche in Italia un rinnovato interesse per le politiche di gestione e controllo della domanda, in quanto capaci di produrre risultati apprezzabili - in termini di diminuzione dei consumi, in tempi e a costi contenuti.

Per il sistema Italia un intervento efficace e lungimirante sull'efficienza energetica negli usi finali può creare una sinergia tra la necessità di ridurre la dipendenza energetica, aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e ridurre le emissioni di gas serra con effetti sulla competitività e innovazione tecnologica del sistema produttivo e la creazione di nuova occupazione.

Abbiamo visto come il nostro Paese si caratterizza per una elevata e strutturale dipendenza energetica dall'estero, con valori di poco inferiori all'86% e con tendenze di breve termine che prevedono valori superiori. Tale dipendenza energetica si ripercuote sulla continua crescita delle spese che il paese deve affrontare per approvvigionarsi di energia.

L'intensità energetica dell'Italia, che fino alla fine degli anni 90 era tra le più basse fra i paesi europei, negli ultimi anni tende ad avvicinarsi ai valori medi dell'Unione Europea a 15 in seguito ad una crescita dei consumi energetici superiore a quella del PIL.

Di seguito si riporta un confronto con altri Paesi e con la media UE riferito ai dati del progetto ODYSSEE, che utilizza una metodologia basata sulla valutazione di indici di efficienza energetica. Gli indici sintetici di efficienza energetica sono costruiti a partire da indicatori di consumo unitario dettagliati per uso finale, tipo di sistemi o apparecchiature, modalità di trasporto ecc., e ponderati per il loro peso sui consumi finali del settore.

Gli indici vengono calcolati a livello di singole branche per l'industria (rapportando i consumi energetici agli indici di produzione per branche), di modalità di trasporto per il settore trasporti e di funzione d'uso per il residenziale. Gli indici elementari sono sintetizzati negli indici di settore e poi in quello generale ponderandoli con i relativi consumi finali.

L'indice di efficienza energetica ODEX<sup>7</sup> è un indicatore in grado di valutare l'andamento dell'efficienza energetica a livello aggregato (intera economia, industria) eliminando l'influenza dei cambiamenti strutturali e degli altri fattori non legati all'efficienza energetica. Fornisce pertanto un'informazione diversa rispetto all'informazione fornita dalle intensità energetiche.

Nella figura 7.1 sono riportati gli indici di efficienza energetica nazionali confrontati con quelli della media dei paesi dell'Unione Europea a 15, per il periodo 1990-2004.

### **Intera economia**

Nel periodo 1990-2004 l'indice di efficienza energetica è migliorato solo del 3,9% rispetto ad un miglioramento del 10,1% nella UE<sup>8</sup>. Questo dato è conseguenza del risultato negativo dell'industria nell'intero periodo non bilanciato a sufficienza dalle buone performance dei settori trasporti e civile. Il progresso annuo è stato intorno allo 0,1-0,3%.

### **Industria**

Il settore industriale ha presentato un andamento dell'indice di efficienza costante nel periodo 1990-2004. Questa situazione è il prodotto di andamenti diversi fra i singoli sottosettori industriali. L'incremento di efficienza in alcuni settori, quali la chimica, la siderurgia e i materiali da costruzione non è stato sufficiente a bilanciare gli esiti negativi dei settori meccanico, agroalimentare e tessile.

Questi settori hanno avuto una costante diminuzione dell'indice di efficienza in tutto il periodo anche se nella parte finale si sono registrati dei miglioramenti.

---

<sup>7</sup> Tale indicatore, insieme ad altri, è inserito nel progetto ODYSSEE: *Energy Efficiency Indicators in Europe*. ODYSSEE è un progetto congiunto tra ADEME, il Programma EIE della Commissione Europea e gli Enti Energetico-Ambientali Nazionali dei 15 Paesi della UE più la Norvegia. A tale progetto l'Italia partecipa attraverso l'ENEA. Il progetto ha come obiettivo la realizzazione di un database contenente dati dettagliati sui consumi energetici dei 15 Paesi, distinti per utenti finali e sottosettori, indicatori di efficienza energetica e indicatori connessi alla CO<sub>2</sub>.

<sup>8</sup> Una riduzione dell'indice attesta un miglioramento nella efficienza energetica.



## Trasporti

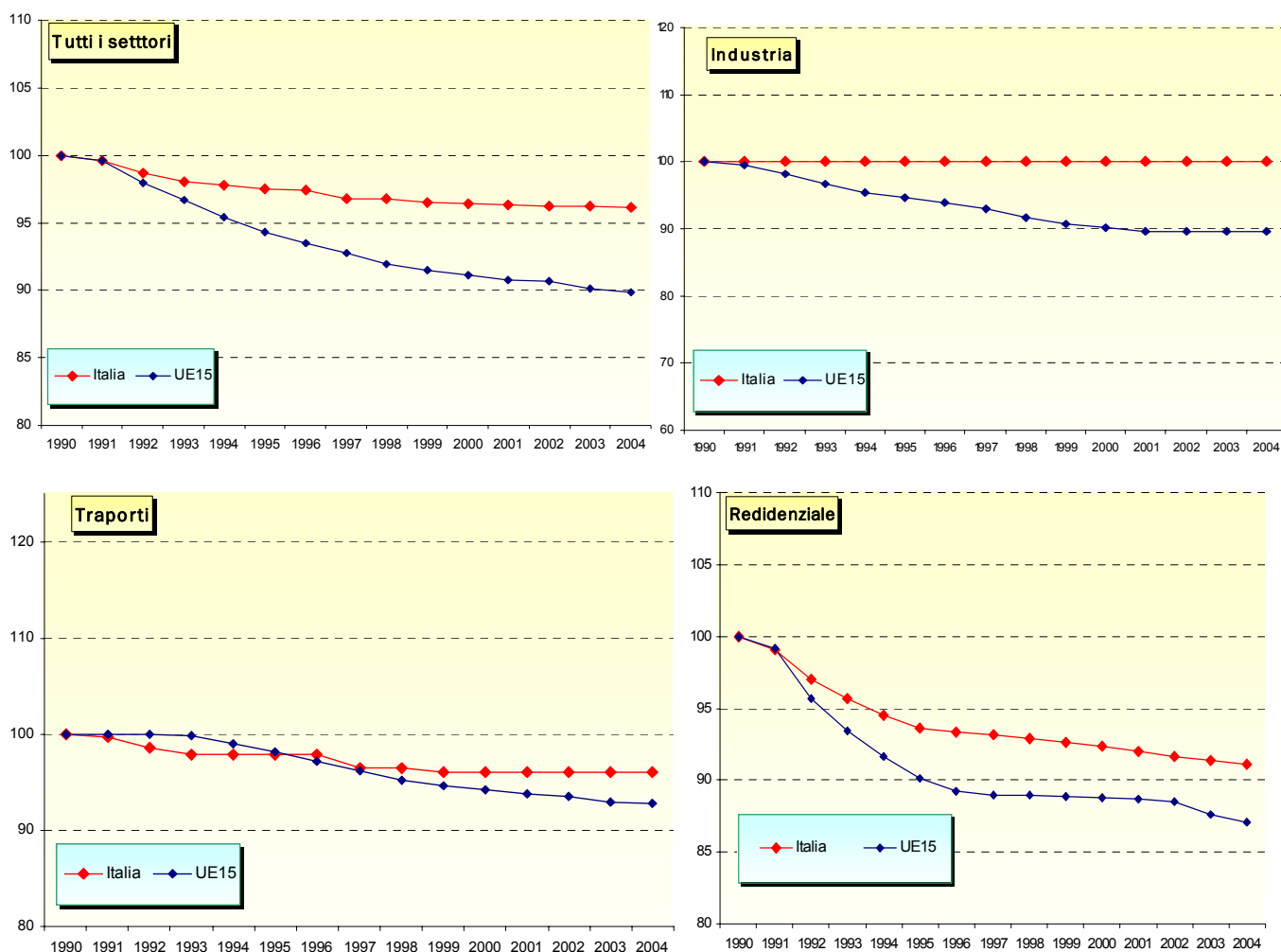
Nel periodo 1990-2004 l'efficienza energetica del settore trasporti è migliorata del 4,0% contro il 7,2% della UE. Questo risultato è principalmente dovuto ad un aumento nella efficienza delle automobili (7,1%). Le altre modalità di trasporto, quali navigazione e treno, hanno avuto incrementi maggiori nell'efficienza energetica ma rappresentano una piccola parte del settore. Questi buoni risultati sono stati controbilanciati da una perdita di efficienza del trasporto merci su strada, specialmente nel 2004.

## Residenziale

Il residenziale è il settore che ha avuto il miglior risultato nel miglioramento della efficienza energetica: 8,9% nel periodo 1990-2004 contro 12,9% nella UE. Nei primi anni 90 c'è stato un più rapido miglioramento nella efficienza energetica che è rallentato negli ultimi anni.

Nuove misure sono state adottate per installare tecnologie per un uso efficiente dell'energia negli usi finali: utilizzo di lampade compatte a fluorescenza e elettrodomestici ad alta efficienza, interventi per l'isolamento termico degli edifici ecc. Negli ultimi 5 anni l'incremento di efficienza energetica degli apparecchi elettrici è stato del 5,0% contro lo 8,3% nel periodo 1990-2004.

Figura 7.1 - Indici di efficienza energetica nazionali a confronto con quelli della media dei paesi dell'UE(15). Anni 1990-2004



Fonte: ODYSSEE: Energy Efficiency Indicators in Europe

Nonostante queste considerazioni, oggi si può sostenere che il sistema nazionale di intervento sull'efficienza energetica è avviato, va nella direzione giusta e è tra i più innovativi a livello europeo. Bisogna considerare, anche, che intervenire sull'efficienza energetica presenta delle difficoltà oggettive. Gli interventi sono caratterizzati da una elevata parcellizzazione sia sul lato della domanda di efficienza, che sul lato dell'offerta degli interventi. Sul lato della domanda si è in presenza di una utenza distribuita a livello territoriale, di dimensione piccola (ad es. edificio), come dimensione del singolo utente (ad es. famiglia), come risparmio ottenibile per singolo intervento (ad es. sostituzione di una caldaia con una ad più alta efficienza), per tipologia degli utenti (ad es. famiglia, albergo, piccola industria). Dal lato dell'offerta la parcellizzazione riguarda la moltitudine di tecnologie e tecniche di risparmio energetico utilizzabili, la dimensione degli operatori (ad es. ESCO), la tipologia dell'offerta tecnologica (in alcuni casi aziende internazionali, in altri casi PMI e aziende locali). In ogni caso è necessario un potenziamento del sistema normativo, monitorare e verificare i risultati, dare certezze strategiche al mercato con prospettive di medio-lungo termine, eliminare le barriere e gli ostacoli esistenti.

Tabella 7.3 - Prospetto delle misure di recepimento della normativa comunitaria in materia di etichettatura energetica

Apparecchiature	Normativa comunitaria	Recepimento in Italia
Apparecchi domestici in genere	Direttiva 92/75/CEE	DPR 9 marzo 1998, n. 107. Regolamento recante norme per l'attuazione della direttiva 92/75/CEE concernente le informazioni sul consumo di energia degli apparecchi domestici, in GU n. 89 del 17 aprile 1998
Forni elettrici per uso domestico	Direttiva 2002/40/CE	Decreto MAP 2 gennaio 2003. Attuazione della direttiva 2002/40/CE dell'8 maggio 2002 della Commissione che stabilisce le modalità di applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo di energia dei forni elettrici per uso domestico, in GU n. 23 del 29-1-2003.
Condizionatori d'aria per uso domestico	Direttiva 2002/31/CE	Decreto MAP 2 gennaio 2003. Attuazione della direttiva 2002/31/CE del 22 marzo 2002 della Commissione che stabilisce le modalità di applicazione della direttiva 92/75/CEE per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo di energia dei condizionatori d'aria per uso domestico, in GU n. 23 del 29 gennaio 2003
Lavastoviglie domestiche	Direttiva 1997/17/CE	Decreto MICA 10 novembre 1999. Modalità di applicazione della etichettatura energetica alle lavastoviglie ad uso domestico, in conformità alle direttive comunitarie 92/75/CE e 97/17/CE, in GU n. 269 del 16 novembre 1999
Lampade ad uso domestico	Direttiva 98/11/CE	Decreto 10 luglio 2001. Recepimento della direttiva 98/11/CE della Commissione del 27 gennaio 1998, che stabilisce le modalità di applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio per quanto riguarda l'etichettatura indicante l'efficienza energetica delle lampade per uso domestico, in G.U. n. 184 del 9 agosto 2001.
Lavasciugabiancheria	Direttiva 96/60/CE	Decreto MICA 7 ottobre 1998. Modalità di applicazione della etichettatura energetica a lavatrici, asciugabiancheria e lavasciugabiancheria ad uso domestico, in GU n. 248 del 23 ottobre 1998
Asciugabiancheria	Direttiva 95/13/CE	
Lavatrici domestiche	Direttiva 95/12/CE	
Frigoriferi elettrodomestici, congelatori elettrodomestici e relative combinazioni	Direttiva 94/2/CE	Decreto MICA 2 aprile 1998. Norme per l'attuazione della direttiva 94/2/CE della Commissione del 21 gennaio 1994, che stabilisce modalità di applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio del 22 settembre 1992 per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo di energia dei frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni, in GU - serie generale - n. 248 del 23 ottobre 1998.
Frigoriferi elettrodomestici, congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni	Direttiva 2003/66/CE (di modifica della direttiva 94/2/CE)	Decreto MAP 21 settembre 2005. Attuazione della direttiva 2003/66/CE della Commissione del 3 luglio 2003, che modifica la direttiva 94/2/CE che stabilisce le modalità d'applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo di energia dei frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni, in GU n. 229 del 1 ottobre 2005.

### 7.3 Il sistema dei Certificati Bianchi

Lo strumento di maggior rilievo adottato per la promozione dell'efficienza energetica è rappresentato dal c.d. sistema dei Certificati Bianchi, originariamente previsto dai decreti ministeriali 24 aprile 2001<sup>9</sup> in attuazione di pertinenti disposizioni contenute nel DLgs 16 marzo 1999 n. 79<sup>10</sup> per il settore elettrico e nel DLgs 23 maggio 2000 n. 164<sup>11</sup> per il settore del gas. L'impianto previsto dai due decreti non è tuttavia mai entrato in vigore e, a distanza di tre anni, si è provveduto alla sua modifica per mezzo di due nuovi decreti, adottati nel luglio del 2004<sup>12</sup>.

In virtù del sistema così introdotto, i distributori di energia elettrica e gas che al 2001 servivano più di 100.000 clienti finali, sono vincolati a conseguire *obiettivi annui di risparmio energetico* attraverso la realizzazione di progetti e interventi. Tale obbligo può essere rispettato sia realizzando in proprio gli interventi, sia avvalendosi di società di servizi collegate, sia acquistando i corrispondenti Certificati Bianchi sul mercato.

Tali titoli, ognuno dei quali certifica il conseguimento di risparmi di energia primaria pari a una tonnellata equivalente di petrolio (tep)<sup>13</sup>, vengono emessi annualmente dal Gestore del Mercato Elettrico<sup>14</sup> a favore dei singoli distributori in seguito all'accertamento dei risultati conseguiti. I Certificati possono essere emessi anche a favore delle società operanti nel settore dei servizi energetici – di cui parleremo in seguito – per progetti da queste realizzati autonomamente.

I Certificati Bianchi, o Titoli di Efficienza Energetica, non sono altro dunque che dei documenti negoziabili che testimoniano l'avvenuta realizzazione degli interventi. In questo modo, coniugando un approccio di tipo coercitivo – l'imposizione degli obiettivi quantitativi – ad uno di mercato – la negoziabilità dei Certificati – si riducono i costi complessivi connessi al raggiungimento degli obiettivi prefissati.

La possibilità di scambiare Titoli di Efficienza Energetica consente infatti ai distributori che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per il risparmio di energia attraverso la realizzazione diretta di progetti, di acquistare titoli di efficienza energetica da soggetti con costi marginali relativamente inferiori, i quali possono trovare conveniente vendere i propri titoli sul mercato.

---

<sup>9</sup> Rispettivamente decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato di concerto con il Ministero dell'Ambiente 24 aprile del 2001, recante "Individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato di concerto con il Ministero dell'Ambiente 24 aprile del 2001 recante "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", entrambi pubblicati nel Suppl. Ord., n. 125 alla GU, serie Generale, n. 117 del 22 maggio 2001.

<sup>10</sup> Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", in GU del 31 marzo 1999. Tale decreto prevedeva, tra gli obblighi di servizio pubblico posti a carico dei distributori di energia elettrica, una disposizione specifica in materia di efficienza energetica. L'art. 9 del decreto prevedeva infatti che nelle concessioni relative al servizio di distribuzione fossero previste misure di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali secondo obiettivi quantitativi da determinarsi con successivo decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato di concerto con il Ministro dell'Ambiente.

<sup>11</sup> Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144" in GU n. 142 del 20 giugno 2000. Tale decreto prevedeva una disposizione analoga a quella contenuta nell'art. 9 del DLgs. 79/99.

<sup>12</sup> Decreto del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. e decreto del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004 recante "Nuova 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", entrambi in GU n. 205 del 1 settembre 2004.

<sup>13</sup> Vedi l'art. 17.2 della deliberazione AEEG 18 settembre 2003, n. 103 concernente "Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica", in GU n. 234 del 8 ottobre 2003, come modificata dalla delibera AEEG n. 200/04 recante "Adeguamento della deliberazione 18 settembre 2003, n. 103/03 al disposto dei Decreti ministeriali 20 luglio 2004 e della legge 23 agosto 2004, n. 239" in GU Serie Generale n. 286 del 6 dicembre 2004.

Una tep corrisponde convenzionalmente a circa 1200 m<sup>3</sup> di gas naturale e a 4550 kWh<sub>e</sub>.

<sup>14</sup> Ai sensi dell'art. 4 del decreto MICA del 2001 tale funzione era attribuita invece all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

### **Gli obiettivi di risparmio**

I risparmi previsti al termine del primo quinquennio di applicazione 2005–2009 sono pari a 2,9 Mtep di energia, ripartiti come risulta dal prospetto che segue:

<b>Mtep</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
<b>Elettricità</b>	0,10	0,20	0,30	0,80	1,60
<b>Gas</b>	0,10	0,20	0,40	0,70	1,30
<b>Totale</b>					<b>2,90</b>

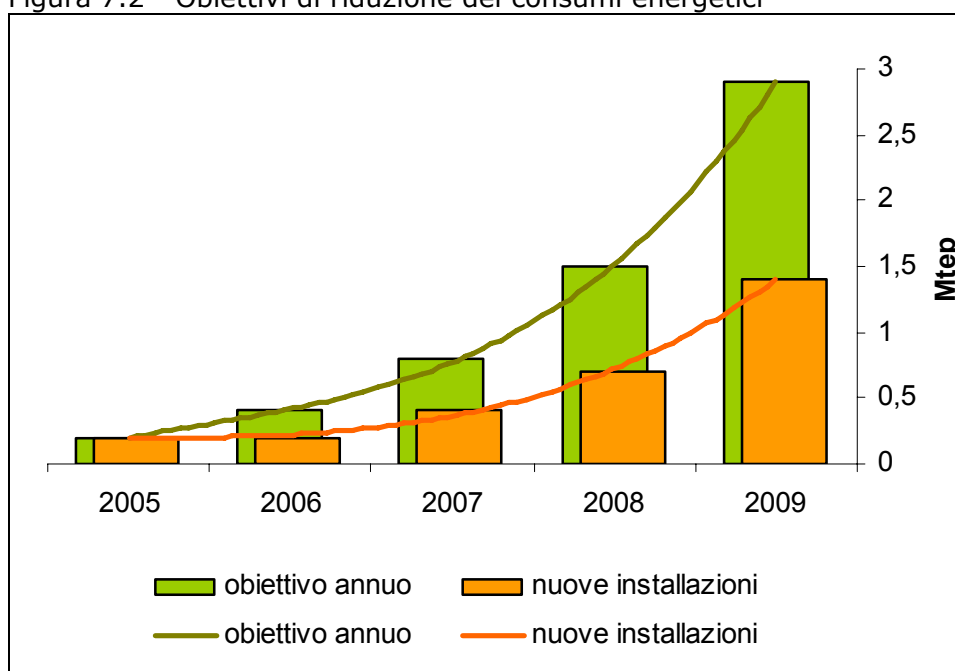
La determinazione degli obiettivi specifici in capo ai singoli operatori viene effettuata annualmente con delibera dell'AEEG sulla base del rapporto tra l'energia distribuita da ciascun distributore ai clienti finali connessi alla propria rete e da essi autocertificata, e l'energia complessivamente distribuita sull'intero territorio nazionale, entrambe conteggiate nell'anno precedente all'ultimo trascorso<sup>15</sup>. Non meno del 50% degli obiettivi così fissati deve essere ottenuto attraverso una corrispondente riduzione dei consumi rispettivamente di energia elettrica o gas, da conseguire con misure e interventi ricadenti tipicamente nelle tipologie elencate nelle tabelle A dell'Allegato I ai decreti<sup>16</sup>.

La verifica del conseguimento dell'obbligo avviene tramite la trasmissione dei Titoli di Efficienza Energetica posseduti dai distributori all'AEEG, da effettuarsi entro il 31 maggio dell'anno successivo a quello a cui si riferiscono i titoli, a decorrere dal 2006. L'AEEG ritira e annulla i titoli presentati dal distributore fino al raggiungimento dell'obiettivo assegnato.

### **La durata dei titoli**

Le riduzioni dei consumi di energia conseguite annualmente dal singolo distributore nell'ambito di un determinato progetto, concorrono al conseguimento dell'obiettivo complessivo del medesimo distributore per un periodo di cinque anni<sup>17</sup> (figura 7.2).

Figura 7.2 - Obiettivi di riduzione dei consumi energetici



Fonte: FIRE

<sup>15</sup> Gli obiettivi di risparmio da conseguire per gli anni successivi al 2009 così come le modalità di applicazione del meccanismo ai distributori serventi meno di 100.000 clienti finali dovranno essere stabilite con futuro decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, d'intesa con la Conferenza Unificata, da emanarsi entro 24 mesi dalla data di entrata in vigore del decreto (luglio 2006) ed entro il 31 dicembre 2005, rispettivamente per l'energia elettrica e il gas.

<sup>16</sup> L'Allegato I – Tipologie di interventi e misure per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali, riporta due tabelle, la Tabella A relativa agli interventi di riduzione dei consumi di energia elettrica di cui all'art. 3, comma 2, e la Tabella B relativa ad altri interventi.

<sup>17</sup> Alcuni interventi, come quelli sull'involucro edilizio e il solare passivo, beneficiano dei titoli per 8 anni.

Per alcuni tipi di intervento tuttavia il numero di anni per i quali un intervento genera certificati è stato differenziato. Gli interventi per l'isolamento termico degli edifici, il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi, le applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo concorrono infatti al conseguimento degli obiettivi complessivi dell'impresa di distribuzione per un periodo di otto anni. Si tratta di uno dei parametri a disposizione del legislatore per variare l'efficacia dell'incentivo al fine di modulare la capacità del meccanismo di favorire la diffusione di alcuni interventi.

Un altro concetto importante è quello di bancabilità dei titoli: i certificati emessi potranno comunque essere scambiati sul mercato o per via bilaterale in un anno qualunque del quinquennio, garantendo una maggiore flessibilità in caso di eccesso di offerta, come nel caso dei primi due anni di funzionamento del meccanismo.

### **Le inadempienze e le sanzioni**

Qualora i distributori non consegnino un ammontare di titoli equivalenti ad almeno il 50% delle quote di loro competenza nell'anno per il quale sono fissate, ovvero non compensino eventuali inadempienze nel biennio successivo, l'AEEG irrognerà opportune sanzioni amministrative, le quali dovranno essere proporzionali e comunque superiori all'entità degli investimenti necessari a compensare le inadempienze<sup>18</sup>.

Nel caso tuttavia in cui il distributore non consegni titoli equivalenti al proprio ammontare assegnato, ma per una quota comunque pari o superiore al rapporto tra il valore dei titoli complessivamente emessi, espresso in Mtep, e il valore dell'obbligo nazionale annuale, entrambi riferiti all'anno precedente, è possibile compensare la quota mancante nel biennio successivo senza incorrere in sanzioni.

L'ammontare delle sanzioni non viene prefissato dal decreto, né è stato individuato dall'AEEG, la quale sembra favorire la determinazione ex post della loro entità al fine di evitare che una fissazione preventiva – agendo quale prezzo massimo dei certificati – possa avere effetti distorsivi sul loro mercato<sup>19</sup>. Nel caso in cui sia noto il valore unitario della sanzione prevista per i distributori inadempienti, verrebbe infatti automaticamente determinato il limite superiore di prezzo dei titoli stessi, oltre il quale non ne risulterebbe economico l'acquisto.

Come vedremo nel prosieguo invece, è previsto che il prezzo dei titoli si formi sul mercato, dipendendo dall'incontro tra l'offerta – determinata dall'ammontare di energia primaria corrispondente agli interventi realizzati e certificati – e la domanda, a sua volta determinata dall'ammontare di risparmi di energia primaria che i distributori avrebbero dovuto conseguire nel periodo di riferimento e che non hanno realizzato.

### **Il mercato dei titoli**

La contrattazione dei titoli può avvenire sia tramite accordi bilaterali sia sul mercato appositamente creato dal GME nell'ambito della gestione economica del mercato elettrico<sup>20</sup> secondo le regole di funzionamento predisposte d'intesa con l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)<sup>21</sup>.

---

<sup>18</sup> Come evidenziato dall'AEEG nelle sue "Proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali", del 4 aprile 2002, stante la limitata disponibilità di dati reali sui costi dei progetti di risparmio prima dell'avvio del meccanismo disegnato dai decreti, il prezzo medio di mercato dei titoli rappresenterà un utile indicatore del costo medio sostenuto per la realizzazione degli interventi e, quindi, del valore medio degli investimenti necessari per compensare eventuali inadempienze.

<sup>19</sup> G. Golini: "Titoli di efficienza energetica: i decreti di revisione", in *Ambiente – Consulenza e pratica per l'impresa* n. 11/04, pag 1041.

<sup>20</sup> I titoli di efficienza energetica possono essere oggetto di contrattazione tra le parti anche al di fuori della sede predisposta dal GME.

<sup>21</sup> Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica, adottate d'intesa con l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, ai sensi dell'articolo 10, comma 3, del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 20 luglio 2004, recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e dell'articolo 10, comma 3, del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 20 luglio 2004, recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili di cui all'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164".

In tale mercato sono ammessi alle contrattazioni tutte le tipologie di titoli individuate nelle Linee guida dell'AEEG, adottate con delibera 103/03<sup>22</sup>, e cioè:

- a) Titoli di Efficienza Energetica di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- b) Titoli di Efficienza Energetica di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- c) Titoli di Efficienza Energetica di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi da quelli di cui alle lettere a) e b).

Come abbiamo visto, l'art. 4 del decreto limita tuttavia la fungibilità dei titoli relativi a vettori energetici diversi, imponendo ai distributori di conseguire almeno il 50% dei risparmi attraverso interventi indicati dagli allegati ai rispettivi decreti. La valutazione dei risultati conseguiti, in termini di energia primaria risparmiata, avviene in base ai criteri e ai metodi<sup>23</sup> individuati nelle Linee guida dell'AEEG.

I decreti prevedono la possibilità per i distributori di recuperare i costi sostenuti per la realizzazione dei progetti di efficienza energetica – qualora comportino una riduzione dei consumi di energia elettrica o gas – sulle componenti delle tariffe per il trasporto dell'energia elettrica e del gas, secondo criteri stabiliti dall'AEEG.

Occorre notare che la componente di recupero dei costi, descritta nel paragrafo seguente, si applica esclusivamente ai titoli di tipo I e II. Quelli di tipo III sono pertanto penalizzati sul mercato, non dando luogo per i distributori ad alcun tipo di ricavo.

### **Il contributo tariffario**

È possibile recuperare solo la parte di costo che non viene coperta da altre risorse, quali in particolare finanziamenti statali, regionali o locali di cui potranno beneficiare i soggetti che sviluppano i progetti, i ricavi della vendita di Titoli di Efficienza Energetica, eventuali quote di partecipazione a carico dei clienti finali che aderiscono ai progetti<sup>24</sup>.

L'AEEG è intervenuta a regolare la materia con la delibera n. 219/04<sup>25</sup> con la quale ha fissato l'entità del contributo tariffario unitario in 100 euro/tep risparmiata. Non è stato ritenuto dunque differenziare il contributo unitario in funzione del tipo di interventi realizzati, al fine di non alterare il meccanismo di mercato introdotto dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, teso a promuovere gli interventi di risparmio energetico che hanno un miglior rapporto tra costi dell'intervento e benefici conseguiti in termini di risparmi di energia. Tale decisione tuttavia rischia di privilegiare solo alcuni interventi, ritardando la diffusione di tecniche e tecnologie meno competitive.

Per quanto riguarda la valutazione dei risparmi conseguiti attraverso gli interventi realizzati l'AEEG ha introdotto tre modalità di calcolo:

- valutazione standardizzata, per la quale esistono schede pubblicate dal Regolatore che collegano il risparmio al numero di unità installate, oltretutto a variabili come la fascia climatica, il tipo di edificio considerato ecc.;
- valutazione analitica, anch'essa riportata in apposite schede, per cui il risparmio è valutato sulla base di grandezze quali l'energia elettrica o termica misurate nel corso dell'anno;

---

<sup>22</sup> Deliberazione AEEG 18 settembre 2003, n. 103 concernente "Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica", in GU n. 234 del 8 ottobre 2003, come modificata dalla delibera AEEG n. 200/04 recante "Adeguamento della deliberazione 18 settembre 2003, n. 103/03 al disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e della legge 23 agosto 2004, n. 239" in GU Serie Generale n. 286 del 6 dicembre 2004.

<sup>23</sup> Le Linee guida prevedono tre diversi metodi di valutazione dei risparmi: la valutazione standardizzata, la valutazione analitica e la valutazione a consuntivo. Il progetto deve aver raggiunto una data soglia minima per poter essere soggetto a verifica e certificazione da parte dell'AEEG, corrispondente a 25 tep/anno per i progetti soggetti a valutazione standardizzata, 100 tep/anno per i progetti soggetti a valutazione analitica (50 tep/anno per i soggetti non sottoposti ad obbligo) e 200 tep/anno per i progetti soggetti a valutazione a consuntivo (100 tep/anno per i soggetti non sottoposti ad obbligo).

<sup>24</sup> Proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, 4 aprile 2002.

<sup>25</sup> Delibera n. 219/04 "Determinazione del contributo tariffario da erogarsi ai sensi dell'articolo 9, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 in tema di promozione dell'uso razionale dell'energia, modifica della deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04 e integrazione della deliberazione 29 settembre 2004, n. 170/04", in GU n. 1 del 3 gennaio 2005.

- valutazione a consuntivo, che prevede che sia il proponente ad indicare una metodologia di valutazione dei risparmi, sulla base dei consumi storici e di quelli misurati in seguito all'intervento.

Nella tabella 7.4 si riporta l'elenco delle schede semplificate finora pubblicate<sup>26</sup>, con indicati i risparmi conseguiti per unità installata e il numero di unità necessarie per raggiungere la dimensione di un tep. Gli interventi caratterizzati dalla medesima metodologia di valutazione (e.g. analitica) possono essere accorpati al fine di raggiungere le dimensioni minime per la presentazione di un progetto, che variano dai 25 tep per la valutazione standardizzata ai 100 tep per quella a consuntivo<sup>27</sup>. È inoltre possibile sommare insieme interventi con valutazione diversa dei risparmi purché realizzati presso lo stesso sito.

Il meccanismo può essere interessante per vari soggetti:

- le ESCO, che ottengono un beneficio dalla vendita dei titoli ottenuti su attività proprie del loro core-business;
- le aziende fornitrici di prodotti e servizi collegati all'efficienza energetica, che possono accreditarsi presso l'AEEG e ottenere Certificati Bianchi passando da una logica di offerta di prodotto ad una di offerta di servizio;
- le Regioni, che possono fruire di finanziamenti per realizzare diagnosi energetiche presso gli edifici pubblici<sup>28</sup> e che possono avere un ruolo importante di pianificazione;
- gli Enti Locali, che possono sfruttare i decreti per realizzare accordi con distributori e ESCO per promuovere interventi presso le proprie strutture o nei confronti della cittadinanza;
- gli utenti finali, che, sebbene esclusi dall'ottenimento di titoli, hanno la possibilità di beneficiare in via indiretta dei ricavi conseguiti dalle ESCO e in via diretta dalla realizzazione dei progetti (ogni tep risparmiato vale dai 300 euro della grande industria agli 800 euro del settore civile per energia elettrica e gas naturale, e può superare i 1.300 Euro nel caso del gasolio).

I titoli di efficienza possono inoltre essere usati in sinergia con programmi europei quali GreenLight, GreenBuilding e MotorChallenge<sup>29</sup> per promuovere la propria immagine nei confronti dell'ambiente e dello sviluppo sostenibile da parte delle aziende.

I dati comunicati dall'AEEG per l'Energia Elettrica e il Gas nel "Primo Rapporto Annuale sul meccanismo dei titoli di efficienza energetica", che fotografa la situazione al 31 maggio 2006 indicano che:

- sono state presentate circa 500 richieste di verifica e certificazione dei risparmi e 170 proposte di progetti a consuntivo;
- i risparmi certificati sono circa 287 ktep, a fronte di un obiettivo di 152 ktep<sup>30</sup>, con la suddivisione fra le tipologie di titoli indicata nella figura 7.3;
- il 38% dei risparmi certificati si riferisce a progetti realizzati nel 2005-2006, mentre il restante 62% è dovuta a interventi relativi al periodo 2001-2004, che con il loro contributo renderanno facile il conseguimento dell'obiettivo anche per il 2006;
- si sono accreditate 577 ESCO<sup>31</sup>, ma solo il 10% circa ha presentato progetti e ottenuto dei titoli;
- sono prevalsi gli interventi caratterizzati dalla presenza di schede di valutazione semplificate;
- si è evidenziata una prevalenza di progetti presentati da soggetti non obbligati (ESCO, società controllate dai distributori soggetti all'obbligo e distributori sotto soglia).

La tabella 7.4, anch'essa ottenuta da elaborazioni su dati forniti dal Regolatore, riassume la distribuzione degli interventi certificati a fine maggio 2006, evidenziando come la parte del leone l'abbia svolta l'efficienza nell'illuminazione, sia pubblica, sia privata (le lampade fluorescenti ricadono fra gli usi elettrici civili), seguita dai sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento e dalle altre tecnologie per il riscaldamento nel settore civile.

<sup>26</sup> La tabella è tratta dal sito web [www.fire-italia.it](http://www.fire-italia.it)

<sup>27</sup> Nel caso dei distributori la soglia raddoppia per progetti analitici e a consuntivo.

<sup>28</sup> Il decreto ministeriale di stanziamento dei fondi è atteso per la pubblicazione per la fine del 2006.

<sup>29</sup> (<http://energyefficiency.jrc.cec.eu.int>)

<sup>30</sup> Si noti che il numero risulta inferiore a quello riportato in figura 7.2 in quanto vengono scomputati i consumi relativi ai distributori non soggetti all'obbligo.

<sup>31</sup> Dati resi noti nell'ottobre 2006 indicano che nel frattempo i soggetti accreditati hanno superato le 700 unità.

Tabella 7.4 – Schede semplificate pubblicate con risparmi energetici per unità installata e numero di unità per raggiungere la dimensione di un tep

<b>Schede approvate - delibera AEEG 234/02</b>				
Numero scheda	Tecnologia	Unità	Risparmio (10 <sup>-3</sup> tep/unità/anno)	Unità per tep
1	lampade fluorescenti compatte	1 lampada	14,60	69
2	scaldacqua elettrico -> scaldacqua a gas	1 sc.acqua	107,00	10
3	caldaia 4 stelle			
	<i>riscaldamento</i>	1 caldaia	11,00-80,00	13-91
	<i>riscaldamento e ACS</i>	1 caldaia	37,00-105,00	10-27
4	scaldacqua gas -> scaldacqua a gas più eff.	1 sc.acqua	63,00	16
5	vetri semplici -> vetri doppi			
	<i>abitazioni</i>	1 m <sup>2</sup>	2,00-23,00	44-500
	<i>uffici</i>	1 m <sup>2</sup>	2,00-19,00	53-500
	<i>ospedali</i>	1 m <sup>2</sup>	4,00-27,00	37-250
6	isolamento pareti e coperture			
	<i>abitazioni</i>	1 m <sup>2</sup>	0,30-12,00	84-3.334
	<i>uffici</i>	1 m <sup>2</sup>	0,30-9,60	105-3.334
	<i>ospedali</i>	1 m <sup>2</sup>	0,60-13,10	77-1.667
7	fotovoltaico	1 kW <sub>p</sub>	197,43-407,44	3-5
8	solare termico			
	<i>integrazione elettrica</i>	1 m <sup>2</sup>	122,00-269,00	4-9
	<i>integrazione a gas/gasolio</i>	1 m <sup>2</sup>	61,00-134,00	8-17
<b>Schede approvate - delibera AEEG 111/04</b>				
Numero scheda	Tecnologia	Unità	Risparmio (10 <sup>-3</sup> tep/unità/anno)	Unità per tep
9	regolazione in frequenza per sistemi di pompaggio			
	<i>industriale 1 turno</i>	1 kW	28,95-97,83	11-35
	<i>industriale 2 turni</i>	1 kW	57,91-195,65	6-18
	<i>industriale 3 turni</i>	1 kW	111,18-375,65	3-9
	<i>industriale stagionale</i>	1 kW	31,27-105,65	10-32
10	decompressione gas naturale	n.d.	Valutazione analitica	
11	motori alta efficienza			
	<i>industriale 1 turno</i>	1 kW	4,0-31,4	32-250
	<i>industriale 2 turni</i>	1 kW	7,9-62,7	16-127
	<i>industriale 3 turni</i>	1 kW	15,2-120,4	9-66
	<i>industriale stagionale</i>	1 kW	4,3-33,9	30-233
12	elettrodomestici			
	<i>frigoriferi classe A</i>	1 frigorifero	26,0	39
	<i>congelatori classe A</i>	1 congelatore	29,0	35
	<i>frigoriferi classe A+</i>	1 frigorifero	39,6	26
	<i>congelatori classe A+</i>	1 congelatore	39,8	26
	<i>frigoriferi classe A++</i>	1 frigorifero	54,5	19
	<i>congelatori classe A++</i>	1 congelatore	51,6	20
	<i>lavabiancheria classe A</i>	1 lavabiancheria	7,9	127
	<i>lavastoviglie classe A</i>	1 lavastoviglie	9,2	109
13a	erogatori doccia a basso flusso per residenziale	1 erogatore	10,1	99



13b	erogatori doccia a basso flusso per alberghi e pensioni			
	<i>scaldacqua elettrici</i>	1 erogatore	19,8	51
	<i>scaldacqua gas/gasolio</i>	1 erogatore	9,9	101
13c	erogatori doccia a basso flusso per impianti sportivi			
	<i>scaldacqua elettrici</i>	1 erogatore	105,0	10
	<i>scaldacqua gas/gasolio</i>	1 erogatore	52,5	19
14	rompigetto aerati per residenziale	1 rompigetto	1,43	700
15	pompe di calore elettriche ad aria esterna			
	<i>COP 3,0</i>	appartamento	11-90	12-91
	<i>COP 3,5</i>	appartamento	16-162	7-63
	<i>COP 4,0</i>	appartamento	21-216	5-48
	<i>COP 4,5</i>	appartamento	24-257	4-42
<b>Schede approvate - delibera AEEG 70/05</b>				
<i>Numero scheda</i>	<i>Tecnologia</i>	<i>Unità</i>	<i>Risparmio (10<sup>-3</sup> tep/unità/anno)</i>	<i>Unità per tep</i>
16	regolazione in frequenza motori per sistemi di pompaggio	n.d.	Valutazione analitica	
17	regolatori di flusso per illuminazione pubblica	1 kW	82,5-275,0	4-12
18	lampade a vapori di mercurio -> lampade a vapori di sodio AP	1 lampada	37,7-242,6	4-27
19	condizionatori ad aria esterna < 12kW <sub>f</sub>	1 kW <sub>f</sub>	2,0-4,5	222-500
20	isolamento pareti e coperture per raffrescamento	1 m <sup>2</sup>	0,3-1,0	1.000-3.333
<b>Schede approvate - delibera AEEG 177/05</b>				
21	cogenerazione per climatizzazione civile	n.d.	Valutazione analitica	
22	teleriscaldamento per climatizzazione civile	n.d.	Valutazione analitica	
<i>N.B. Gli intervalli presenti nella quarta colonna sono dovuti alla variazione del risparmio con parametri diversi per ogni intervento (fascia climatica di appartenenza (A-F), insolazione, tipologia della tecnologia, caratteristiche dell'installazione ecc.). Per i dettagli si rimanda alle schede: 1-8, 9-15, 16-20, 21-22.</i>				

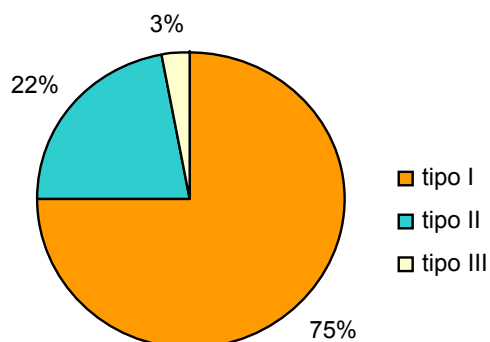
L'industria per ora recita il ruolo di Cenerentola, sfavorita dallo scarso numero di schede standard e analitiche e dalla scarsa conoscenza di molte aziende che offrono tecnologie in tale ambito, evidenziata nel corso di vari incontri in occasione di fiere e convegni.

Per quanto riguarda le contrattazioni, nella tabella e nella figura 7.5 sono sintetizzati gli esiti delle sedute finora svolte nell'ambito del mercato organizzato dal GME. La piattaforma ha funzionato bene fin dall'inizio, probabilmente anche grazie all'esperienza maturata dalla società nella gestione dell'IPEX.

Le sessioni di contrattazione dei titoli, dopo i picchi raggiunti nei mesi di aprile e maggio, sono andate pressoché deserte successivamente, come peraltro previsto. Da notare come i titoli di tipo III non siano stati praticamente oggetto di scambi e quelli di tipo II presentino una maggiore valorizzazione, in quanto presenti sul mercato in minore quantità.

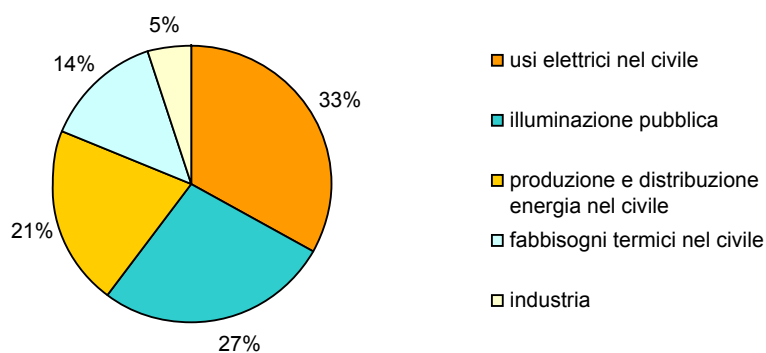
Sul mercato del GME erano stati trattati il 16% dei titoli al 10 ottobre 2006. Tale percentuale scende al 12% per i titoli di tipo I e sale al 39% per quelli di tipo II. L'elevata frammentazione dell'offerta rispetto alla domanda, soprattutto nel settore elettrico, può essere alla base dell'elevato numero di contrattazioni bilaterali, nonostante le maggiori garanzie offerte agli operatori e l'assoggettamento alle medesime commissioni sugli scambi.

Figura 7.3 - Risparmi energetici certificati per tipologia di titoli



Fonte: elaborazione FIRE su dati AEEG

Figura 7.4 - Tipologia degli interventi realizzati



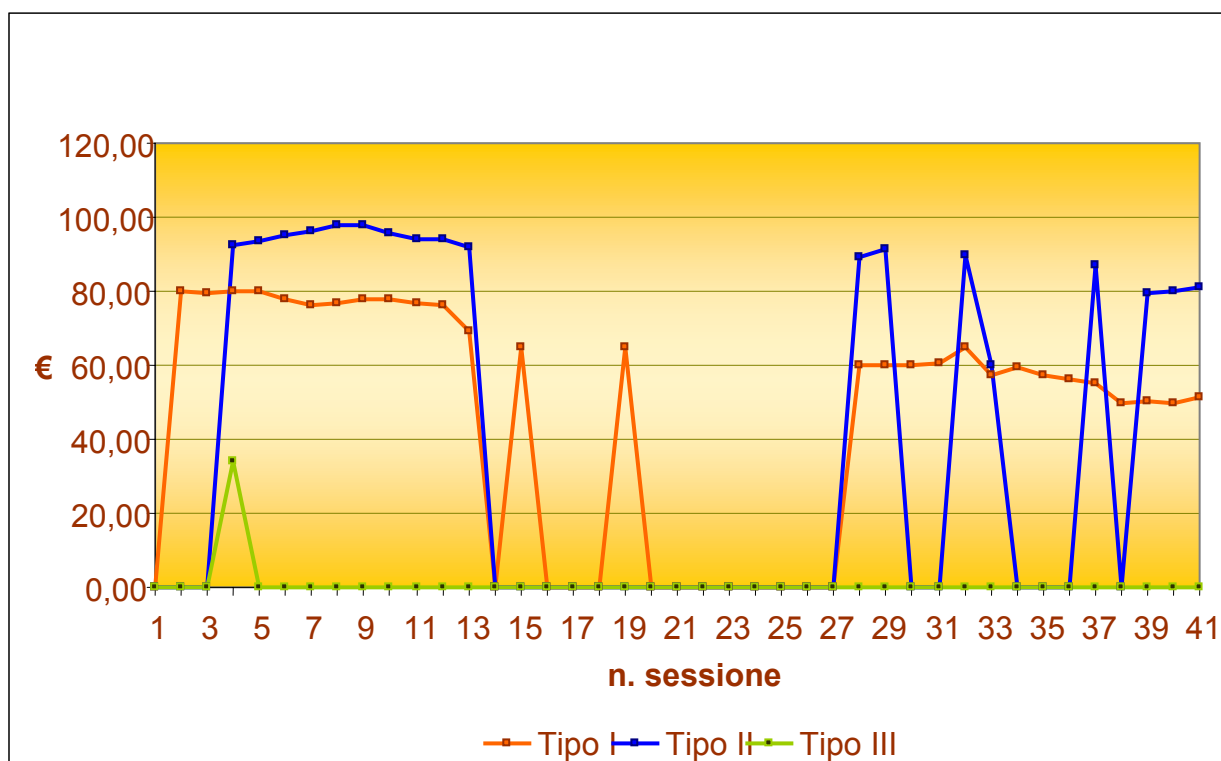
Fonte: elaborazione FIRE su dati AEEG

Tabella 7.5 - Contrattazione Titoli di Efficienza Energetica (7 marzo 2006–16 gennaio 2007)

TEE	prezzo	quantità	giro d'affari	prezzo min	prezzo max
tipo I	€ 68,52	24.714	€ 1.693.506,00	€ 49,83	€ 80,01
tipo II	€ 92,39	12.058	€ 1.113.998,00	€ 60,00	€ 98,00
tipo III	€ 33,84	76	€ 2.572,00	€ 33,84	€ 33,84
<b>totali</b>		<b>36.848</b>	<b>€ 2.810.076,00</b>	<b>€ 33,84</b>	<b>€ 98,00</b>
sessioni		41	data ultima sessione		16.01.2007

Fonte: elaborazione FIRE su dati GME

Figura 7.5 - Andamento del mercato dei Titoli di Efficienza Energetica



Fonte: elaborazione FIRE su dati GME

### Le osservazioni e le criticità

Di seguito si riassumono alcune criticità che il meccanismo ha finora evidenziato, e che sarebbe opportuno superare attraverso idonee misure.

- Molti soggetti, intervistati dalla FIRE<sup>32</sup> nel corso di manifestazioni collegate al settore energetico, hanno mostrato di ignorare l'esistenza del meccanismo o comunque non si sono attivate per cercarne di sfruttare le potenzialità. Dal momento che le campagne di informazione non sono mancate, ciò dipende almeno in parte dal tipico problema italiano del sottodimensionamento delle strutture, che rende difficile distogliere l'attenzione dal quotidiano. Allo stesso tempo la complessità del meccanismo non ha invogliato alcuni produttori, installatori e persino ESCO ad attivarsi sin dal principio: meglio attendere e vedere cosa succede e se ne vale la pena. Ciò testimonia da una parte la necessità di semplificare alcuni aspetti del dispositivo, dall'altra quella di avviare campagne mirate per coinvolgere i settori promettenti finora latitanti.
- Le risorse dedicate alla gestione del progetto sono risultate insufficienti nella fase di avvio, come testimoniato dalle difficoltà riscontrate dalla maggior parte degli operatori nel mettersi in contatto con l'AEEG nel corso dell'anno passato e dai ritardi accumulati nella valutazione di alcune proposte. Per un meccanismo nuovo, per il quale è prevista una componente tariffaria a copertura delle spese, si sarebbero potute assegnare più persone a questa funzione, con beneficio di tutti.
- Il numero di schede standard e analitiche è insufficiente. Il procedimento a consuntivo risulta troppo oneroso e incerto per poter essere applicato alla maggior parte dei progetti. Lo stesso concetto di addizionalità<sup>33</sup> appare di frequente ostico da comprendere e da valutare, vista la carenza di studi di settore pubblici sull'andamento del mercato e sulle caratteristiche dell'installato. Ciò penalizza molti interventi interessanti, finora soprattutto nel comparto industriale, e rallenta l'allargamento della partecipazione al meccanismo.

<sup>32</sup> Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia, [www.fire-italia.it](http://www.fire-italia.it).

<sup>33</sup> I risparmi computati ai fini del rilascio dei titoli sono calcolati con riferimento all'intervento che si sarebbe comunque realizzato in virtù dell'evoluzione delle tecnologie, della normativa e del mercato. Nel caso della sostituzione di una caldaia, dunque, il risparmio non viene calcolato rispetto all'impianto preesistente, ma considerando che quello nuovo deve rispondere ai limiti minimi di rendimento fissati dal DLgs. 192/05.

- La creazione di un *call center* tecnico, o quantomeno di un elenco di *faq* e di riferimenti a studi di mercato o stato delle tecnologie per classi di intervento tipiche (e.g. sistemi per climatizzazione edifici), potrebbe costituire un importante aiuto per i soggetti che decidono di aderire al meccanismo, soprattutto per la presentazione di domande a consuntivo, ossia per le quali non esistono schede con valutazione semplificata.
- Il dispositivo, per come è concepito, premia solo alcune – poche – tecnologie, in termini di rapporto fra l'incentivo e il costo di investimento (tabella 7.6). Sebbene si tratti di un effetto atteso e probabilmente desiderato, resta da capire quanto ciò stia portando e porterà ad una reale crescita delle tecnologie efficienti nel nostro Paese rispetto all'evoluzione naturale del mercato. La complessità delle proposte a consuntivo, del resto, ha per ora escluso o limitato interventi economicamente interessanti e in grado di dare un contributo utile al meccanismo (e.g. rifasamento dei carichi elettrici, caldaie per il riscaldamento centralizzato, cogenerazione per il settore industriale).
- I titoli di tipo III, ossia quelli non legati ai risparmi di energia elettrica e gas naturale, risultano penalizzati dal meccanismo, in quanto non appetibili per l'assenza di recupero da tariffa per il distributore. Resta da vedere se l'incremento della domanda e lo schema delle sanzioni potranno far rientrare sul mercato tali certificati, altrimenti destinati presumibilmente ad una lenta scomparsa. Va anche detto che sebbene ciò sia in linea con la genesi dei decreti, legata ai provvedimenti di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, potrebbe essere interesse del sistema paese un superamento di questo aspetto. Si pensi ad esempio al contributo dei sistemi di riscaldamento alimentati a biomasse vegetali realizzati in Comuni non metanizzati. Nella bozza del decreto legislativo di recepimento della direttiva 2004/8/CE un comma prevede l'assimilazione dei titoli di tipo III a titoli di tipo II per gli impianti di cogenerazione. Potrebbe rappresentare il presupposto per estendere tale prassi agli altri interventi.
- I dati statistici disponibili sono limitati in quantità e qualità. Ciò rende difficile fare delle valutazioni approfondite sui reali effetti del meccanismo sulle differenti tipologie di interventi e di settori d'utenza. Alcune informazioni sono difficili o onerose da raccogliere a causa delle semplificazioni insite nei procedimenti semplificati di valutazione. Si potrebbe comunque fare di più, rendendo almeno disponibili i dati relativi ai diversi interventi contemplati dalle schede standard e analitiche.
- L'utilizzo del mercato del GME per ora è risultato marginale, soprattutto per ciò che riguarda i titoli di tipo I (88% degli scambi come contratti bilaterali). Si tratta probabilmente di una conseguenza della frammentazione dell'offerta (il 62% delle ESCO possiede meno di 1.000 titoli in ambito elettrico, il 73% nel caso del gas) e della concentrazione della domanda (nell'ambito elettrico l'88% rappresenta l'obbligo ENEL Distribuzione sul totale, il 34% quello di Italgas). ENEL Distribuzione ha anzi attivato un'asta al ribasso per dicembre 2006. Sarà interessante vedere quale sarà la soluzione che si imporrà per il futuro: uno dei principali pregi del mercato organizzato è rappresentato dalla trasparenza dei prezzi di acquisto e vendita dei titoli, che consentono di monitorare anche la congruenza del valore della quota di recupero tariffario riconosciuta ai distributori (si ricorda che i decreti prevedono che tale recupero sia assegnato "limitatamente alla parte non coperta da altre risorse", come recita l'articolo 9).
- Il rapporto fra i soggetti accreditati a presentare domande per l'ottenimento dei titoli e quelli che hanno ottenuto titoli è dell'ordine di 10:1. Ciò conferma che non è semplice partecipare al meccanismo. Si tratta di un aspetto centrale da monitorare, in quanto uno degli effetti principali del meccanismo dovrebbe essere la creazione di un mercato di ESCO in grado non solo di rispondere, ma anche di trainare la domanda di tecnologie efficienti.

Tabella 7.6 - Risparmi energetici unitari per tecnologie

Tecnologia	Scheda	Unità	Risparmio tep/unità/anno*	Unità per tep*
Caldaia a 4 stelle unifamigl. ACS	3	caldaia	0,037-0,105	10-27
Solare Termico integrazione gas	8	m <sup>2</sup>	0,061-0,134	8-17
Pompe di calore	15	appartam.	0,011-0,257	4-91
Lampade al sodio	18	lampada	0,038-0,243	4-27
Motori alta efficienza industria 3 turni	19	kW <sub>f</sub>	0,002-0,005	222-500

\* Il valore effettivo dipende dalla zona climatica, dall'insolazione e da altre caratteristiche dell'installazione.

Fonte: elaborazione FIRE su dati AEEG

### **Convenzione tra AEEG e ENEA "Attività di valutazione progetti di efficienza energetica"**

L'articolo 7, comma 1, dei Decreti Ministeriali 20 luglio 2004 attribuisce all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas la facoltà di individuare uno o più soggetti ai quali affidare lo svolgimento delle attività di valutazione e di certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguiti, ivi inclusi i necessari controlli, nonché, tra dette attività, quelle che, in tutto o per parti omogenee, risulti possibile affidare a soggetti provvisti di adeguata e documentata professionalità"

L'ENEA sulla base del ruolo svolto, degli strumenti sviluppati e delle competenze acquisite nel corso del tempo, a supporto delle istituzioni centrali e periferiche, nella definizione e attuazione delle politiche e dei programmi di miglioramento dell'efficienza energetica, è stato ritenuto idoneo a prestare la propria collaborazione all'AEEG a supporto dello svolgimento delle attività richieste dai citati Decreti Ministeriali.

In dettaglio l'AEEG si avvale dell'ENEA per lo svolgimento di:

- attività istruttoria a supporto dell'approvazione di proposte di progetto e di programma di misura di cui all'articolo 6 delle Linee Guida "Per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica";
- attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi effettivamente conseguiti sulla base di progetti;
- attività di controllo volta a verificare la correttezza e la veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetti ai fini della certificazione dei risparmi energetici;
- attività di studio e di proposta di nuove schede tecniche di quantificazione standardizzata e analitica, e dell'aggiornamento periodico di quelle approvate.

Dal punto di vista organizzativo e gestionale le attività sono regolate da un'apposita Convenzione firmata a gennaio 2006 (delibera dell'AEEG 11 gennaio 2006, n. 4/06).

Allo svolgimento delle attività sono dedicati circa 40 esperti ENEA, con competenze diverse e in grado di coprire tutti gli aspetti tecnico-scientifici connessi con l'attuazione dei Decreti di cui sopra.

La prima fase dell'attuazione della Convenzione ha riguardato l'approfondimento del quadro di riferimento legislativo e regolatorio, con particolare riferimento alle procedure di valutazione precedentemente sviluppate dall'AEEG per la corretta analisi delle proposte progettuali, all'esame di casi studio e all'approfondimento delle criticità riscontrate dagli uffici dell'AEEG nella valutazione dei progetti e delle richieste presentate nei primi 24 mesi di funzionamento del sistema.

Seguirà, quindi l'avvio formale del processo di valutazione dei progetti, presentati dai vari operatori autorizzati ad operare nell'ambito dello schema dei certificati bianchi.

Nel corso del 2006 sono iniziate anche le attività di studio di alcune schede tecniche di quantificazione standardizzata dei risparmi di energia primaria, anche ai fini dell'eventuale aggiornamento di quelle attualmente in vigore per seguire l'evoluzione tecnologica e di mercato.

A partire dal 2007, inoltre, l'AEEG intende avviare una specifica attività di ispezione tecnica e controllo sui progetti impegnando anche le competenze e esperienze presenti in ENEA, al fine di verificare che siano stati effettivamente svolti in conformità alla normativa vigente e che i risparmi energetici di cui è stata richiesta la certificazione siano stati effettivamente conseguiti.

## 7.4 L'intervento negli edifici

Recependo la delega contenuta nella legge comunitaria 2003<sup>34</sup>, a termine di un acceso confronto che ha coinvolto anche la Conferenza Unificata Stato-Regioni<sup>35</sup>, il Governo ha recepito la direttiva per mezzo del DLgs 19 agosto 2005, n. 192, mettendo le basi per un intervento strategico nel contenimento dei consumi energetici e quindi delle emissioni di gas serra nel sistema edificio<sup>36</sup>.

Il decreto stabilisce i criteri, le condizioni e le modalità per migliorare le prestazioni energetiche degli edifici al fine di favorire lo sviluppo, la valorizzazione e l'integrazione delle fonti rinnovabili e la diversificazione energetica, contribuire a conseguire gli obiettivi nazionali di limitazione delle emissioni di gas serra e promuovere la competitività dei comparti più avanzati attraverso lo sviluppo tecnologico.

Il decreto, composto da 17 articoli e dieci allegati, disciplina in particolare:

- la metodologia per il calcolo delle prestazioni energetiche integrate degli edifici;
- l'applicazione dei requisiti minimi in materia di prestazioni energetiche degli edifici;
- i criteri generali per la certificazione energetica;
- le ispezioni periodiche degli impianti di climatizzazione;
- i criteri per garantire la qualificazione e l'indipendenza degli esperti incaricati della certificazione energetica e dell'ispezione degli impianti;
- la raccolta delle informazioni e delle esperienze, delle elaborazioni e degli studi necessari all'orientamento della politica energetica del settore;
- la promozione dell'uso razionale dell'energia anche attraverso l'informazione e la sensibilizzazione degli utenti finali, la formazione e l'aggiornamento degli operatori del settore.

La metodologia di calcolo e i requisiti minimi di rendimento energetico dovevano essere adottati con regolamenti governativi entro 120 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto<sup>37</sup>. Allo stesso modo si doveva procedere, tra l'altro, per l'individuazione dei criteri generali di prestazione energetica degli edifici e per i requisiti professionali e i criteri di accreditamento atti ad assicurare la qualificazione e l'indipendenza degli esperti o degli organismi cui affidare la certificazione energetica degli edifici e l'ispezione degli impianti di climatizzazione.

Purtroppo, tale scadenza non è stata rispettata e continuano, quindi, a valere le norme transitorie per la prestazione energetica degli edifici stabilite dal decreto. Tali norme prevedono che, per gli edifici a cui si applica il decreto, sia determinato in sede progettuale il fabbisogno annuo di energia primaria per la climatizzazione invernale espresso in kWh/m<sup>2</sup>anno, e si verifichi che lo stesso risulti inferiore ai valori riportati nelle tabelle di cui all'Allegato C al decreto.

### Gli edifici di nuova costruzione

Il decreto si applica integralmente agli edifici di nuova costruzione, definiti dall'art. 2 come gli edifici per i quali la richiesta di permesso di costruire o denuncia di inizio attività, comunque denominati, sia stata presentata successivamente alla data di entrata in vigore dello stesso decreto.

---

<sup>34</sup> Legge 31 ottobre 2003, n. 306 recante "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee - Legge comunitaria 2003", in GU n. 266 del 15 novembre 2003, Supp. Ord. n. 173.

<sup>35</sup> L'originaria bozza di decreto adottata dal Governo, contrariamente a quanto previsto dalla direttiva comunitaria, limitava l'ambito di applicazione della normativa ai soli edifici esistenti, e, principalmente per questo motivo la Conferenza Stato-Regioni, con parere reso il 30 giugno 2005, ne ha bocciato l'adozione.

<sup>36</sup> Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante "Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia", in GU 23 settembre 2005, n. 222.

<sup>37</sup> Tali regolamenti, aventi la forma del decreto del Presidente della Repubblica, verranno adottati su proposta del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, acquisita l'intesa con la Conferenza Unificata, sentiti il CNR, l'ENEA e il Consiglio nazionale consumatori e utenti.

## Gli edifici esistenti

Per quanto riguarda gli edifici esistenti oggetto di ristrutturazione, è prevista una applicazione solo graduale in relazione al tipo di intervento effettuato, come illustrato nella tabella 7.7.

Tabella 7.7 - Applicabilità delle disposizioni del decreto ad edifici esistenti oggetto di ristrutturazione

Applicabilità	Tipo di intervento
A) Applicazione <u>integrale</u> a tutto l'edificio	Ristrutturazione integrale degli elementi edilizi costituenti l'involucro di edifici di superficie utile superiore a 1.000 m <sup>2</sup> Demolizione e ricostruzione in manutenzione straordinaria di edifici di superficie utile superiore a 1.000 m <sup>2</sup>
B) Applicazione <u>limitata</u> al solo ampliamento dell'edificio	Ampliamento volumetricamente superiore al 20% dell'intero edificio
C) Applicazione <u>limitata</u> al rispetto di specifici parametri, livelli prestazionali e prescrizioni	Ristrutturazioni totali di edifici di superficie utile inferiore a 1.000 m <sup>2</sup> Ristrutturazioni parziali e manutenzione straordinaria dell'involucro edilizio Nuova installazione o ristrutturazione di impianti termici Sostituzione di impianti di calore

Le disposizioni previste dal decreto non trovano in ogni caso applicazione alle seguenti categorie di edifici:

- gli edifici dichiarati beni culturali ai sensi della parte seconda del DLgs 22 gennaio 2004, n. 42<sup>38</sup>;
- le ville che si distinguono per la loro non comune bellezza ai sensi dell'art. 136, lett. b) del citato DLgs 22 gennaio 2004, n. 42;
- i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale ai sensi dell'art. 136, lett. c) del citato DLgs 22 gennaio 2004, n. 42;
- i fabbricati industriali, artigianali e agricoli non residenziali, quando gli ambienti sono riscaldati per esigenze del processo produttivo o utilizzando reflui energetici del processo produttivo non altrimenti utilizzabili;
- i fabbricati isolati con una superficie totale utile inferiore a 50 metri quadrati.

## La certificazione energetica

La distinzione tra edifici nuovi e esistenti è valida anche con riferimento alle disposizioni in materia di certificazione energetica degli edifici, consistente nell'attestazione delle loro prestazioni energetiche attraverso dati di riferimento facilmente interpretabili dai consumatori. L'obbligo di certificazione, a partire dal prossimo ottobre 2006, è applicabile infatti solo per gli edifici di nuova costruzione e per gli edifici esistenti di superficie utile superiore a 1000 m<sup>2</sup> sottoposti a ristrutturazione integrale o demolizione e ricostruzione in manutenzione straordinaria. Per la gran parte degli edifici esistenti dunque la certificazione energetica sarà solo su base volontaria e dovrebbe realizzarsi secondo metodi semplificati ancora da definire da parte di Linee Guida nazionali da emanare.

Nel caso di appartamenti in condominio, l'attestato potrà essere unico per l'intero edificio nel caso in cui i condomini siano dotati di un impianto termico comune. Diversamente, potrà basarsi sulla valutazione di un altro appartamento rappresentativo dello stesso condominio e della stessa tipologia.

L'attestato avrà una validità massima di 10 anni a partire dal suo rilascio, e dovrà essere aggiornato ad ogni intervento di ristrutturazione che modifichi la prestazione energetica dell'edificio o dell'impianto. Sono previste sanzioni a carico del progettista che rilasci un attestato irregolare o non veritiero.

La materia oggetto del DLgs. 192/05 rientra nella competenza esclusiva delle Regioni e delle Province Autonome, le quali sono tenute al rispetto di quanto previsto dal decreto solo se non hanno ancora provveduto al recepimento della direttiva 2002/91/CE.

<sup>38</sup> Decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, recante il "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137" in GU n. 45 del 24 febbraio 2004, Suppl. Ord. n. 28.

## 7.5 Le società di servizi energetici e il meccanismo di finanziamento tramite terzi

Come abbiamo visto precedentemente, i Titoli di Efficienza Energetica possono essere emessi dal GME su richiesta dell'AEEG per l'Energia Elettrica e il Gas a favore - oltre che dei distributori e di società da questi controllate - anche di società di servizi energetici. Si tratta di soggetti menzionati per la prima volta a livello legislativo nei DM 24 aprile 2001. Viene abbastanza naturale accostarle alle ESCO (Energy Service Companies), vista l'apparente identità della descrizione sintetica. Occorre però precisare che le due definizioni non sono coincidenti, come dimostra la definizione data dall'AEEG nella delibera 103/03. Dal momento che è presumibile che l'intento del legislatore sia almeno in parte quello di rafforzare il ruolo nel mercato delle ESCO, se ne descrivono nel seguito le caratteristiche. Successivamente vengono evidenziati gli effetti della possibile, e forse naturale, confusione.

Le ESCO sono soggetti specializzati nell'effettuare interventi nel settore dell'efficienza energetica che si occupano sia della progettazione dell'intervento che della sua realizzazione e eventuale manutenzione. La peculiarità dell'intervento delle ESCO risiede nel fatto che gli interventi tecnici necessari ad ottenere i risparmi energetici sono effettuati mediante investimenti sostenuti dalle stesse società e non dal cliente. L'operazione di miglioramento dell'efficienza energetica con il ricorso ad una ESCO viene quindi ad inserirsi nel contesto del *Finanziamento Tramite Terzi* (FTT), consistente in un'opzione finanziaria correlata alla fornitura del servizio energia<sup>39</sup>. Tale formula impegna le ESCO a reperire le disponibilità finanziarie necessarie alla realizzazione dell'intervento concordato, le quali vengono poi recuperate condizionatamente e proporzionalmente ai risparmi futuri che le stesse Società si impegnano a garantire. In questo modo il cliente è sollevato sia dall'impegno economico necessario per la realizzazione dei progetti sia dal rischio tecnologico a questi collegato: se l'intervento risulta tecnicamente sbagliato e non porta ai risparmi auspicati sarà solo la ESCO a coprire la differenza di costi.

Tale meccanismo fornisce la garanzia che le ESCO operino nel modo più efficiente possibile, in quanto il loro profitto è legato al risparmio energetico conseguito con la realizzazione del progetto. Ad esse spetta infatti - in toto o pro quota - la differenza tra la bolletta energetica pre e post intervento migliorativo fino allo scadere dei termini contrattuali, quando l'utente diventerà proprietario del nuovo impianto e beneficerà totalmente della maggiore efficienza conseguita.

Il Finanziamento Tramite Terzi rappresenta uno strumento ottimale per la realizzazione di interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, in quanto consente al cliente di realizzare ammodernamenti impiantistici a costo zero, trasferendo sulla ESCO i rischi finanziari e tecnici e assicurandosi a scadenza del contratto, una volta ottenuta la proprietà dell'impianto stesso, un beneficio economico annuo sulla bolletta energetica. A fronte di tali elementi positivi però bisogna riscontrare una certa complessità contrattuale che può rendere il ricorso a tale strumento poco attraente soprattutto agli occhi di utenti privati.

Un problema che non ha effetti sul meccanismo dei certificati, ma sul mercato dell'energia, è quello della definizione di "società di servizi energetici". L'AEEG, nel definire le linee guida per il funzionamento del dispositivo, ha introdotto una definizione flessibile e facilmente verificabile dei soggetti accreditati. Alcuni operatori poco seri hanno purtroppo spacciato l'accreditamento per certificazione della qualifica di ESCO, senza averne alcuna caratteristica, e ciò ha causato una certa confusione nel mercato, che potrebbe anche ritorcersi contro il concetto stesso di ESCO. Si tratta di un problema risolvibile, su cui l'AEEG è già intervenuta per quanto di sua competenza, ricordando nelle sedi idonee (atti legislativi, convegni e articoli dedicati alle ESCO ecc.) che la direttiva 2006/32/CE riporta la seguente definizione di ESCO: *persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici e/o altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e, ciò facendo, accetta un certo margine di*

<sup>39</sup> Una prima definizione del Finanziamento Tramite Terzi era stata già adottata dalla direttiva 93/76/CEE del Consiglio, del 13 settembre 1993, intesa a limitare le emissioni di biossido di carbonio migliorando l'efficienza energetica (SAVE), in GUCE L 237 del 22 settembre 1993, il cui art. 4, secondo comma, prevedeva che "ai sensi della presente direttiva, per "finanziamento tramite terzi" si intende la fornitura globale di servizi di diagnosi, installazione, gestione, manutenzione e finanziamento di un investimento finalizzato al miglioramento dell'efficienza energetica secondo modalità per le quali il recupero del costo di questi servizi è in funzione, in tutto o in parte, del livello di risparmio energetico".



*rischio finanziario. Il pagamento dei servizi forniti si basa (totalmente o parzialmente) sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento degli altri criteri di rendimento stabiliti. E definisce servizio energetico: la prestazione materiale, l'utilità o il vantaggio derivante dalla combinazione di energia con tecnologie e/o operazioni che utilizzano efficacemente l'energia, che possono includere le attività di gestione, di manutenzione e di controllo necessarie alla prestazione del servizio, la cui fornitura è effettuata sulla base di un contratto e che in circostanze normali ha dimostrato di portare a miglioramenti dell'efficienza energetica e/o a risparmi energetici primari verificabili e misurabili o stimabili.* Dunque una ESCO dovrebbe essere in grado di fornire – laddove possibile e utile – servizi energetici integrati garantiti a livello contrattuale, avvalendosi di strumenti finanziari che riducano l'onere di investimento per l'utente. Ai fini del raggiungimento degli obiettivi del meccanismo non è indispensabile che i soggetti accreditati rispondano a queste caratteristiche. Ma per il mercato dell'efficienza avere a disposizione soggetti in grado di operare come ESCO rappresenta sicuramente un fatto positivo. Il legislatore, quando deciderà di apportare aggiustamenti al meccanismo o si troverà ad estenderne il funzionamento oltre il 2009, potrà intervenire per meglio chiarire questi aspetti.

L'elenco delle problematiche non è corto (né si esaurisce qui, probabilmente), ma si tratta di qualcosa di normale nell'avvio di un meccanismo così complesso e innovativo. Non va taciuto che l'AEEG, su cui si è riversata buona parte dell'onere della partenza del meccanismo, ha lavorato molto, di concerto coi Ministeri competenti, superando difficoltà non indifferenti, talvolta in modo egregio. Il Gestore del Mercato Elettrico, dal canto suo, ha messo a punto una piattaforma funzionale che potrebbe costituire la piazza centrale degli scambi nei prossimi anni.

Ciò che conta, comunque, è che attraverso un opportuno monitoraggio si effettuino nel tempo le modifiche necessarie a renderlo più fruibile. Si tratta di un approccio finora poco seguito nel nostro Paese, dove la tentazione di fare e disfare – senza arrivare mai da nessuna parte – ha sempre prevalso sulla logica del correggere e far crescere. Questo potrebbe essere un terreno su cui mettere alla prova un modo di operare più virtuoso.

## **7.6 L'impatto dell'efficienza energetica sulla riduzione dei consumi primari e delle emissioni di gas serra**

Una adeguata valorizzazione dell'efficienza energetica oltre alla strumentazione di riferimento, agli ostacoli e alle barriere, alla struttura dei consumi negli usi finali, deve tenere conto delle strategie e degli obiettivi nazionali.

Qui di seguito viene riportata una valutazione al 2012 di un potenziale impatto delle misure di efficienza energetica in termini di riduzione dei consumi in fonti primarie e di riduzione dei gas serra. Questo per considerare il contributo dell'efficienza energetica al raggiungimento dell'obiettivo previsto dal Protocollo di Kyoto per l'Italia. Si sottolinea che si tratta di una valutazione di alcune misure, effettuata sulla base di ipotesi di sviluppo e non una previsione.

Nella valutazione oltre al quadro normativo di riferimento sopra descritto si tiene conto anche dell'orientamento generale che si evince da quelle misure che sono in fase di discussione e non ancora definite o attuate.

Si considerano solo le misure di efficienza energetica, attuate o in una elevata fase di definizione nei settori finali civile (residenziale e terziario), industria e trasporti.

Si fa riferimento a misure orizzontali, cioè riferite a tutti i settori degli usi finali (civile, industria e trasporti). In questa fase l'agricoltura e altri settori vengono trascurati. Si considerano, inoltre alcune misure settoriali. I risultati, oltre ai potenziali delle singole misure, vengono riportati in termini di riduzione della domanda primaria di energia e in termini di riduzione dei gas serra. Vengono analizzate tre ipotesi, alta, media e bassa.

A questo riguardo, bisogna ricordare che mentre il risparmio energetico si può pesare sui singoli settori di uso finale, le riduzioni di gas serra, nelle metodologie ufficiali, fanno riferimento ai settori sorgente. Cioè ad esempio, il risparmio di energia elettrica ottenuto nel residenziale, da un punto di vista energetico, si può pensare come contributo alla riduzione dei consumi di quel settore.

Da un punto di vista delle emissioni si deve pensare come contributo di riduzione del settore sorgente dell'industria energetica (termoelettrico). Questo ovviamente complica le valutazioni, per cui in questa fase, in prima approssimazione, le riduzioni di emissioni dovute ad esempio alle misure di risparmio di energia elettrica, vengono conteggiate nel settore finale di riferimento. D'altra parte questo è stato il metodo ufficiale utilizzato nella definizione dei Piani nazionali di riduzione delle emissioni e nelle delibere CIPE relative agli impegni di Kyoto.

Come misure orizzontali si considera il prolungamento dei decreti per l'efficienza energetica negli usi finali del 2005. La valutazione di questa misura, al 2012, viene effettuata considerando tre ipotesi sugli obblighi di risparmio energetico:

- Ipotesi alta, si considerano gli obblighi del periodo 2010-2012 in aumento rispetto a quelli decisi per il 2009;
- Ipotesi media, si ipotizza che gli obblighi, nel periodo considerato, rimangano uguali a quelli del 2009;
- Ipotesi bassa, si ipotizza un valore degli obblighi inferiore rispetto a quelli del 2009.

In tutti i tre casi per la definizione dei nuovi obblighi si tiene conto dell'andamento di questi nel periodo precedente 2005-2009.

Inoltre, la misura del prolungamento degli obiettivi di risparmio potrà tenere conto del recepimento della direttiva europea sull'efficienza degli usi finali dell'energia. In pratica si ipotizza di utilizzare il sistema dei certificati bianchi come strumento di attuazione di parte di questa misura. L'articolazione delle tre ipotesi tiene conto di un diverso grado di recepimento di questa misura e della possibile sovrapposizione degli effetti con il recepimento della direttiva sulla progettazione ecocompatibile.

Per il settore civile si fa riferimento al decreto legislativo sul rendimento energetico degli edifici e a una ipotesi, di cui si discute, di una sua revisione. La misura riguarda sia gli edifici esistenti che i nuovi edifici. Per gli edifici esistenti si considerano diverse ipotesi di interventi di riqualificazione energetica, all'interno del quadro dei tassi annui di ristrutturazione delle abitazioni. Per i nuovi edifici si tiene conto di diversi valori di incremento annuo di nuove costruzioni.

Per il settore industriale si considerano gli effetti dovuti alla sostituzione di motori e sistemi elettrici più efficienti. Per i motori elettrici si tiene conto di diversi tassi di sostituzione dei motori esistenti con motori più efficienti. Per i variatori di velocità si tiene conto di diverse acquisizioni del potenziale tecnico disponibile.

Per i trasporti, settore che presenta peculiarità e difficoltà di intervento oggettive, oltre che ritardi nell'attuazione delle politiche, si considerano solo interventi legati al sistema dei certificati bianchi.

Le misure inserite nella legge finanziaria 2007, sia gli incentivi, che le detrazioni fiscali, che i fondi, vengono ritenute di accompagnamento e copertura finanziaria per la diffusione degli interventi di risparmio energetico e di indirizzo per un proseguimento e rafforzamento delle misure in questi settori. Considerando questo quadro si può ottenere un primo ordine di grandezza del risparmio energetico e del contributo alle riduzioni delle emissioni di gas serra. La valutazione va letta nel senso di valutare l'impatto di un insieme possibile di politiche e misure atto a contribuire alla diminuzione della domanda energetica nazionale con conseguente aumento della sicurezza energetica e contributo al raggiungimento dell'obiettivo nazionale del Protocollo di Kyoto. Nelle tre ipotesi esplorate la diminuzione dei consumi energetici in termini primari risulta significativa. Considerando il 2012 si va da un valore di 6,5 Mtep a uno di 10,6 Mtep. Questi valori, letti in termini di riduzione della domanda primaria si traducono, tenendo conto dello scenario tendenziale al 2012, in una diminuzione percentuale che va da un valore di circa il 3% al 5%. Il contributo di queste misure alla riduzione dei gas serra, letto come valore medio annuo per il periodo 2008-2012, va da 11,7 Mt CO<sub>2</sub> eq. a 16 Mt CO<sub>2</sub> eq (tabella 7.7 e figura 7.6).

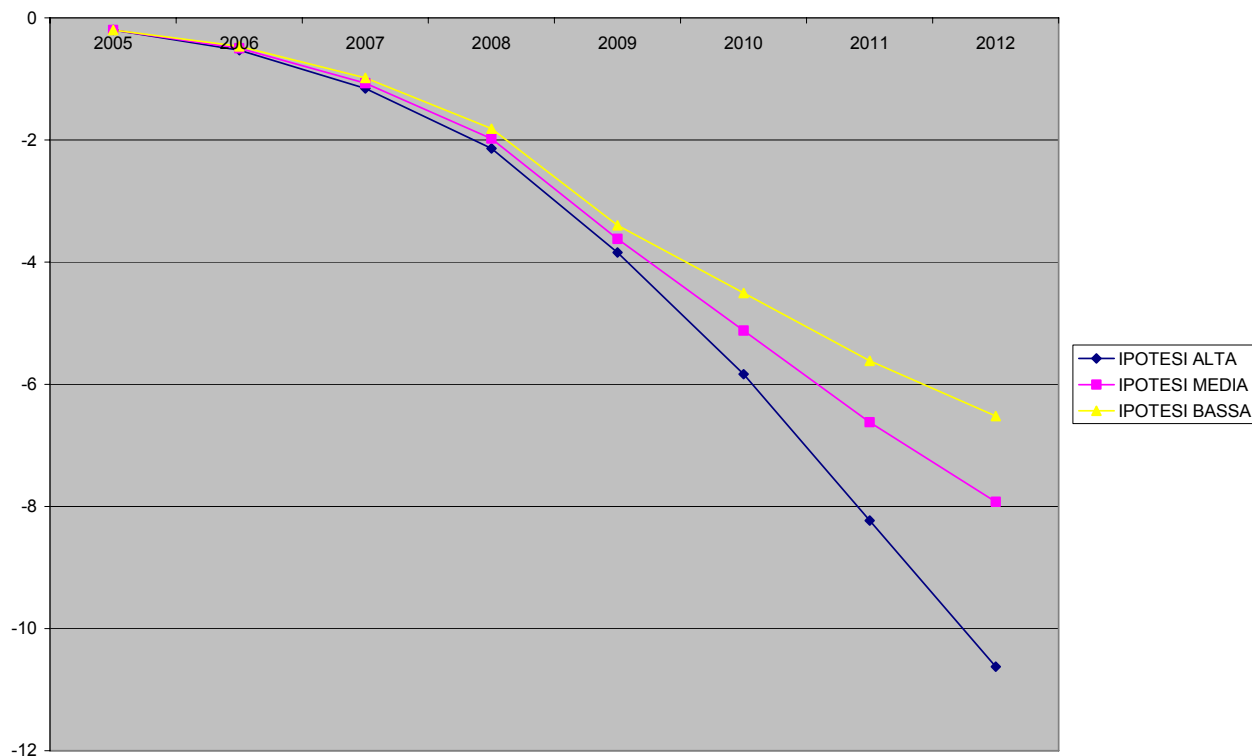
Tabella 7.7 – Valutazione del risparmio energetico e riduzione delle emissioni di gas serra

Settori	Misura	Risparmio energetico (Mtep/a)			Riduzione emissione media annua periodo 2008-2012 (Mt CO <sub>2</sub> eq).		
		Ipotesi Alta	Ipotesi Media	Ipotesi Bassa	Ipotesi Alta	Ipotesi Media	Ipotesi Bassa
<b>Civile, industria, trasporti</b>	Prolungamento decreti efficienza energetica (a)	8,5	6,3	5,4	13,1	11,1	10,1
<b>Civile</b>	Rendimento energetico edifici e smi	0,83	0,65	0,48	1,26	1,01	0,76
<b>Industria</b>	Sostituzione motori elettrici e utilizzo variatori di velocità	1,29	0,97	0,65	1,88	1,39	0,89

(a) considera anche il recepimento della direttiva europea sull'efficienza degli usi finali dell'energia e della direttiva sulla progettazione ecocompatibile

Fonte: ENEA

Figura 7.6 – Variazione riduzione domanda energia primaria (Mtep) e riduzione emissioni gas serra (MtCO<sub>2</sub>) con misure di efficienza energetica



Fonte: ENEA

## 7.7 Il mercato e le apparecchiature

### 7.7.1 Le apparecchiature domestiche

Dal 1990 al 2004 il fatturato dell'industria italiana degli apparecchi domestici è passato da circa 4.469 a 9.371 milioni di Euro (correnti), con una crescita del mercato nazionale, in termini di consumo apparente<sup>40</sup>, da 2.205 a 4.113 milioni di euro (correnti).

<sup>40</sup> L'industria Italiana degli apparecchi domestici nel 2005, Associazione Nazionale industrie apparecchi domestici e professionali.

In generale la domanda interna per tipologia di prodotto è ripartita in: comparto del freddo (frigoriferi, congelatori e condizionatori) 20%, lavaggio (lavatrici, lavastoviglie, asciugatrici) 30,1%, cottura (cucine, forni, piani cottura ecc.) 15,2%, riscaldamento (scaldacqua, caldaie, stufe ecc.) 14,2% e piccoli apparecchi 20,4%.

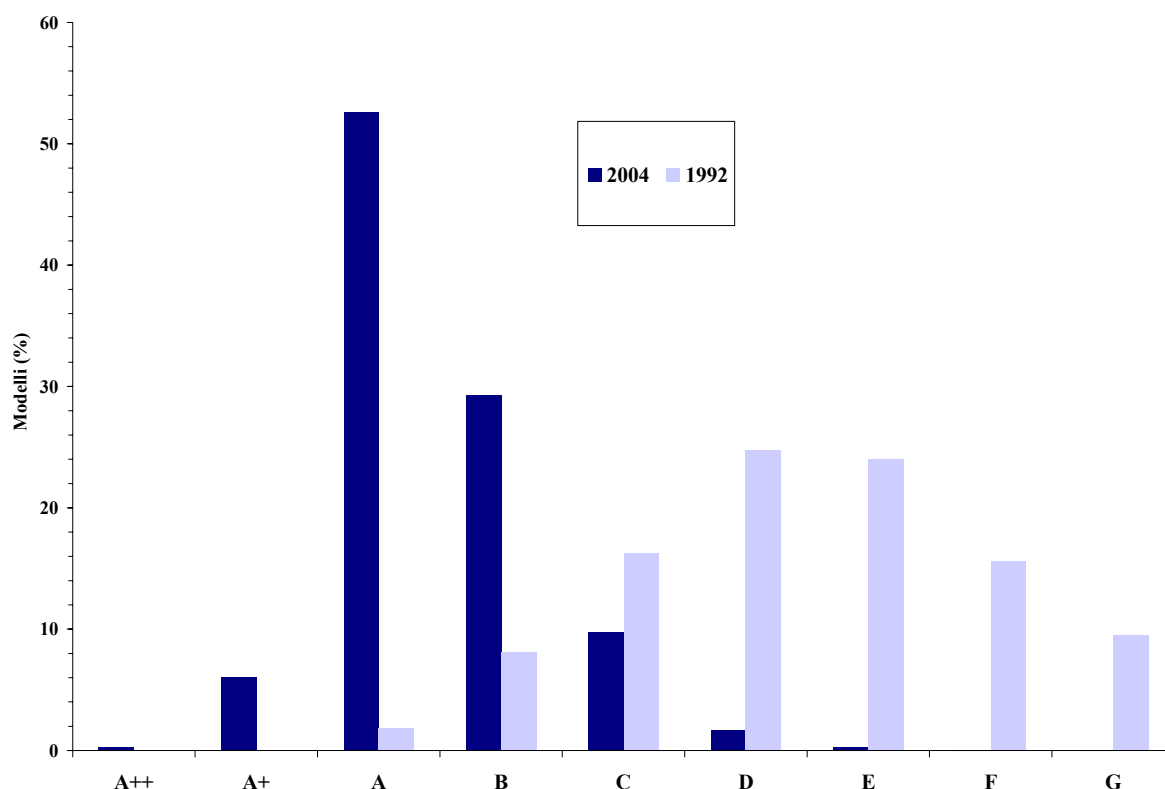
La produzione dei grandi elettrodomestici bianchi nel 2004 è stata di 6,6 milioni di frigoriferi, 2,1 milioni di congelatori, 8,9 milioni di lavatrici e lavasciugatrici e 3,0 milioni di lavastoviglie, a fronte di un consumo apparente<sup>41</sup> rispettivamente di 2,5 milioni di frigoriferi, 630.000 congelatori, 1,8 milioni di lavatrici e lavasciugatrici e 880.000 lavastoviglie. In termini di valore (milioni di Euro) il mercato nazionale dei principali elettrodomestici bianchi nel 2004 è stato così suddiviso: lavatrici 592 milioni di euro, lavastoviglie 122, frigoriferi 495 e congelatori 107<sup>42</sup>.

## L'efficienza energetica dei principali elettrodomestici bianchi in Europa e in Italia

### Frigoriferi e congelatori

L'efficienza energetica di frigoriferi & congelatori prodotti nell'UE, è notevolmente migliorata dal 1992 al 2004: la percentuale di modelli in classe A è passata infatti dall'1,8% al 52,6% e sono comparsi apparecchi nelle nuove classi di efficienza energetica A+ (6,1%) e A++ (0,25%) definite nella direttiva 2003/66/CE, che ha aggiornato lo schema di etichettatura energetica per questi apparecchi in vigore dal 1994 (figura 7.7). Nel 2004 oltre 20 milioni di apparecchi sono stati prodotti in Europa<sup>43</sup>.

Figura 7.7 - Efficienza energetica di frigoriferi & congelatori prodotti nell'UE nel 1992 e nel 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati CECED

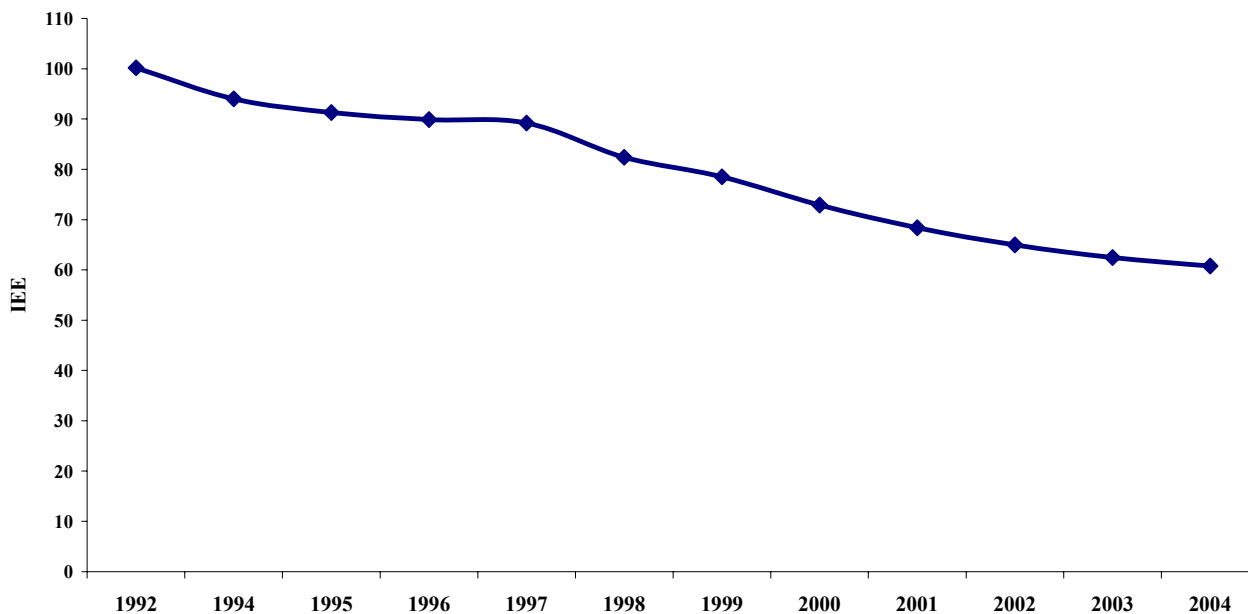
<sup>41</sup> Il mercato apparente, dato da: produzione - export + import, include le scorte della produzione e della distribuzione e differisce pertanto dal consumo reale delle famiglie.

<sup>42</sup> L'Osservatorio Findomestic, 2005.

<sup>43</sup> CECED.

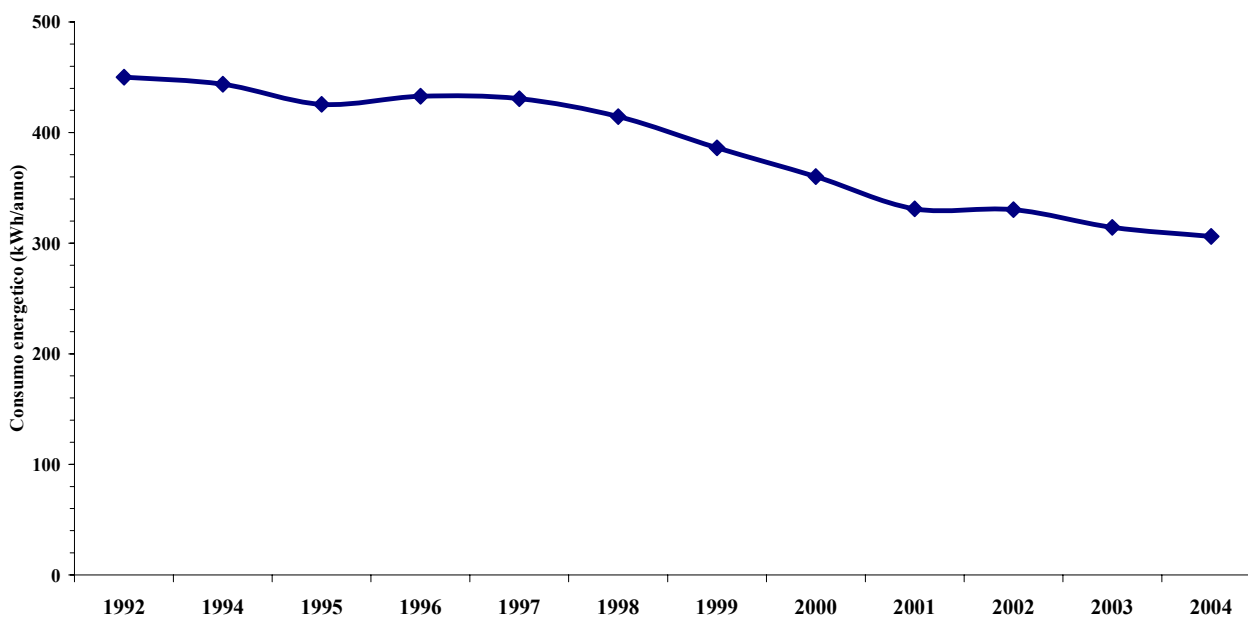
L'evoluzione dell'IEE (Indice di Efficienza Energetica<sup>44</sup>) medio europeo dei modelli venduti in Europa da prima dell'entrata in vigore dell'etichettatura energetica al 2004 è illustrata nella figura 7.8. L'IEE è diminuito mediamente del 39,4%, passando da 100,2 nel 1992 a 60,8 nel 2004. Con un consumo annuo di 450 kWh, l'apparecchio medio in vendita all'inizio degli anni 90 consumava il 32,0% più di energia del corrispondente modello in vendita nel 2004 (306 kWh/anno) (figura 7.9).

Figura 7.8 - Evoluzione dell'indice di efficienza energetica dei frigoriferi e congelatori prodotti in Europa dal 1992 al 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati CECED

Figura 7.9 - Evoluzione del consumo energetico medio annuo dei frigoriferi e congelatori prodotti in Europa dal 1992 al 2004

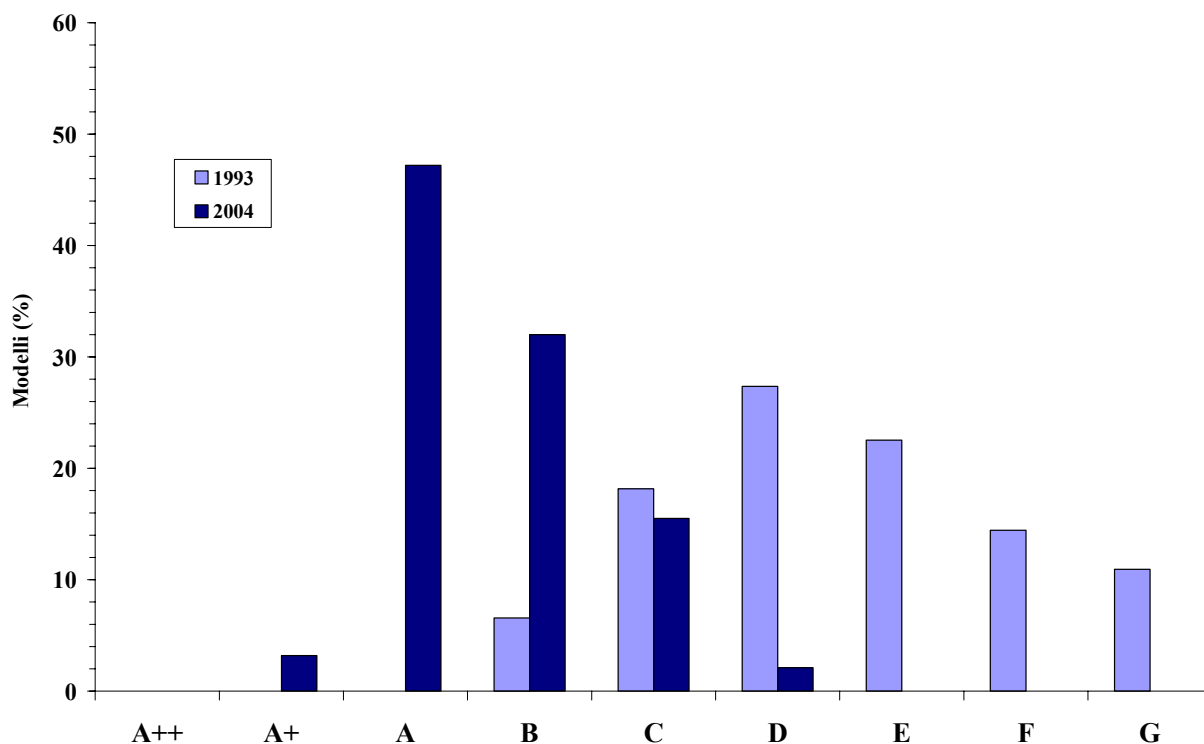


Fonte: elaborazione ENEA su dati CECED

<sup>44</sup> L'Indice di Efficienza Energetica è il rapporto fra il consumo energetico dell'apparecchio in oggetto (misurato in condizioni standardizzate) e il consumo energetico dell'apparecchio medio nell'anno di riferimento per la stessa categoria di prodotto.

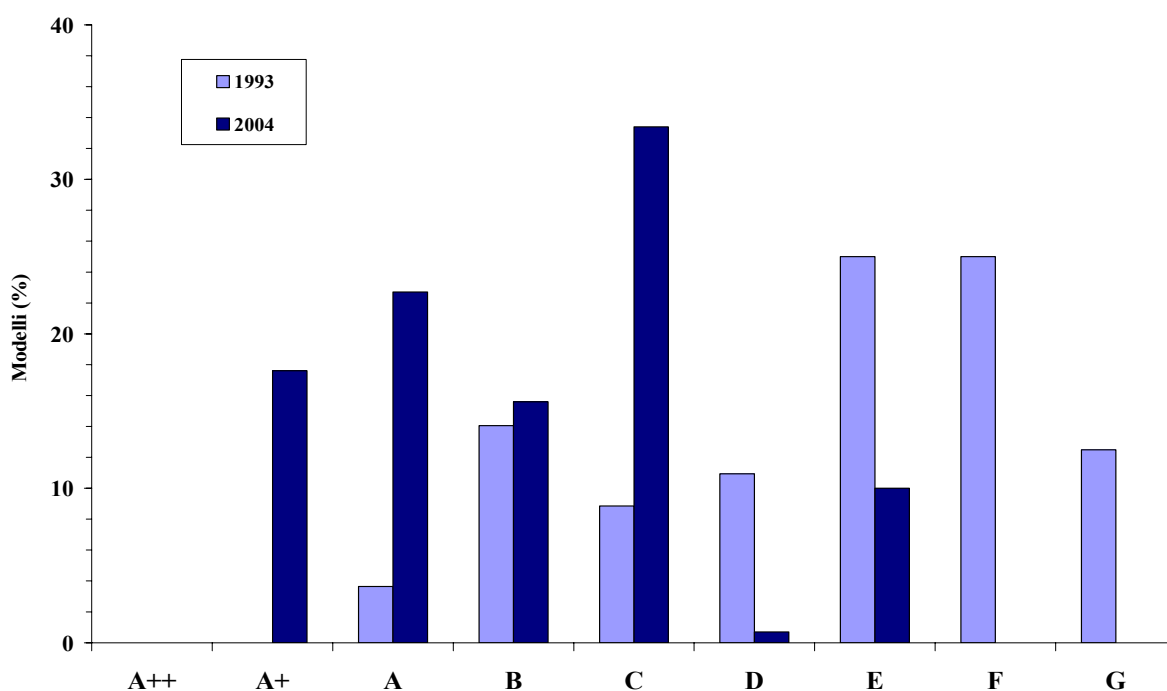
L'efficienza dei modelli venduti in Italia può essere valutata partendo dai dati pubblicati dall'ENEA a partire dall'inizio degli anni 90 sui consumi e le principali caratteristiche funzionali dei diversi modelli presenti nei punti vendita. Nel 2004 il 47,2% dei modelli di frigoriferi apparteneva alla classe A e il 3,2% alla classe A+ (figura 7.10). Per i congelatori invece i modelli in classe A erano il 3,6% nel 1993 e il 22,7 nel 2004, quelli di classe A+ il 17,6% sempre nel 2004 (figura 7.11). Il consumo medio dei frigoriferi e congelatori è passato da circa 500 kWh/anno nel 1993 a 390 kWh/anno nel 2002, con una diminuzione del 22%.

Figura 7.10 - Efficienza energetica dei frigoriferi venduti in Italia nel 1993 e nel 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati propri e GfK

Figura 7.11 - Efficienza energetica dei congelatori venduti in Italia nel 1993 e nel 2004

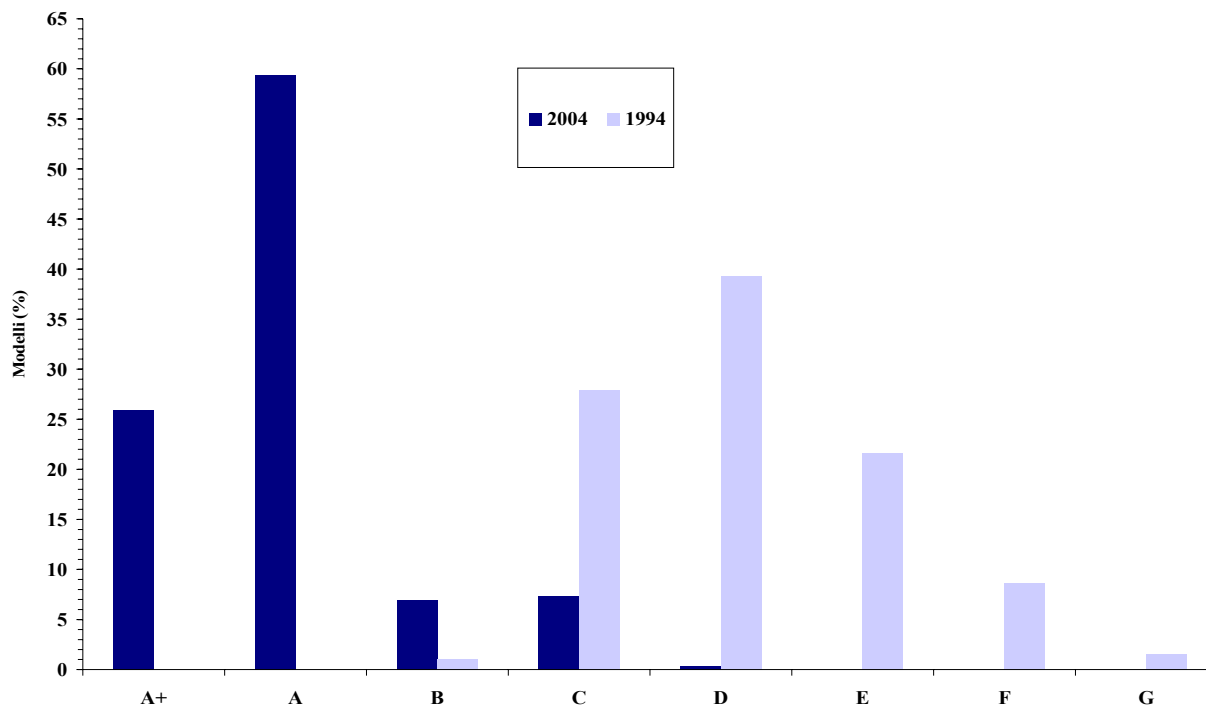


Fonte: elaborazione ENEA su dati propri e GfK

## Lavatrici

La trasformazione del mercato è evidenziata nella figura 7.12, che mostra la distribuzione percentuale nelle classi di efficienza energetica per i modelli prodotti nel 1994 e nel 2004. I modelli prodotti in classe A sono il 59% nel 2004, mentre quelli nella classe A+ sono il 25,9%. Il totale della produzione europea nel 2004 è stato di oltre 15 milioni di unità<sup>45</sup>.

Figura 7.12 - Efficienza energetica delle lavatrici prodotte nell'UE nel 1994 e nel 2004

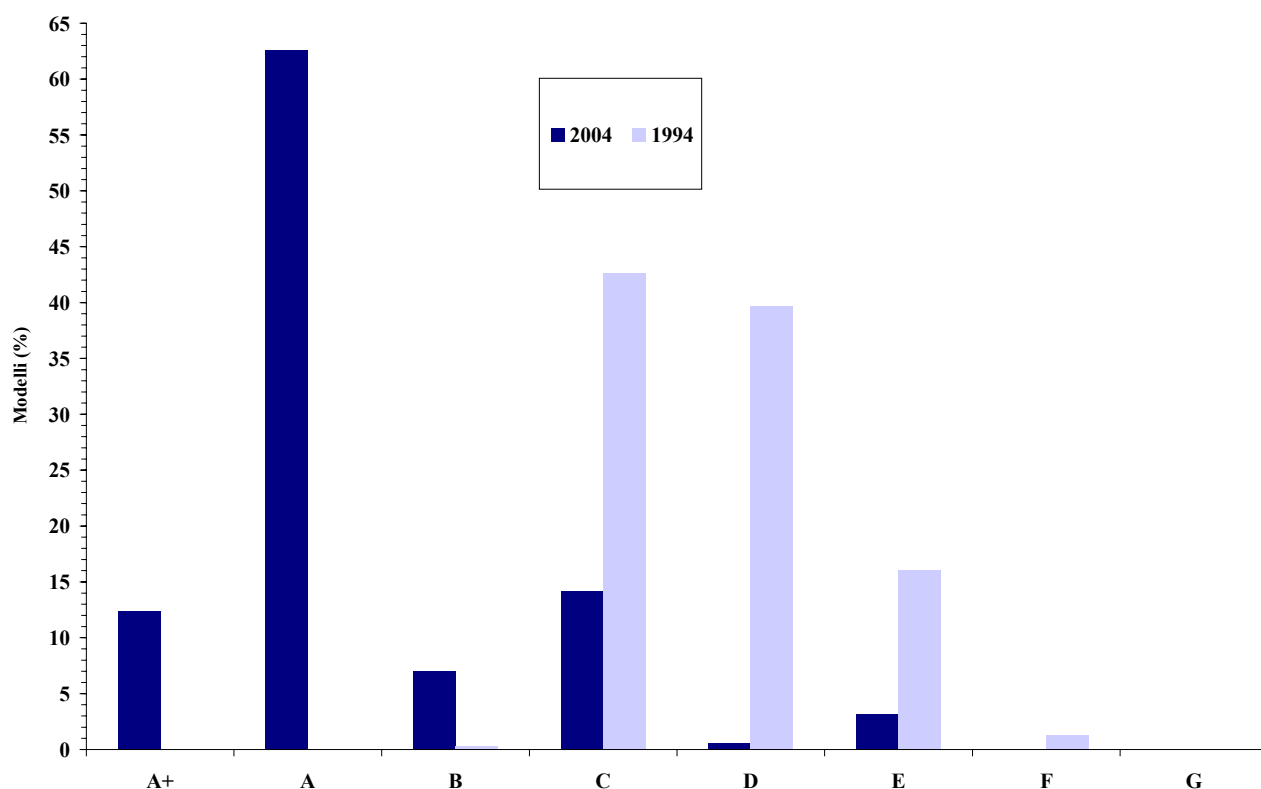


Fonte: elaborazione ENEA su dati CECED

Malgrado azioni per il miglioramento dell'efficienza energetica siano state implementate solo alla fine del 1998 per le lavatrici, l'efficienza media dei modelli venduti in Italia (figura 7.13) è migliorata significativamente in 11 anni: gli apparecchi di classe A sono quasi il 63% e quelli in classe A+ il 12,4%. I dati del 1994 sono mostrati per confronto anche se in quella data l'etichettatura energetica non era ancora in vigore.

<sup>45</sup> CECED

Figura 7.13 - Efficienza energetica delle lavatrici vendute in Italia nel 1994 e nel 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati propri e GfK

In Europa nel periodo 1994-2004 si è registrata una riduzione del 36% del consumo specifico medio dei modelli prodotti, che è passato da 0,300 kWh/kg a 0,192 kWh/kg. In Italia la riduzione del consumo specifico dei modelli venduti è stata del 26% nel periodo 1994-2002, passando da 0,281 kWh/kg a 0,208 kWh/kg.

Da uno studio condotto nel 2000 a livello comunitario è emerso come sia necessario spostare l'attenzione dal possibile miglioramento tecnologico degli apparecchi ai fattori esterni relativi all'uso quotidiano della lavatrice da parte dell'utente finale: temperatura di lavaggio, carico di biancheria e dosaggio del detersivo che, aumentando l'efficacia del lavaggio, permetterebbero di diminuire ulteriormente i consumi energetici e di acqua.

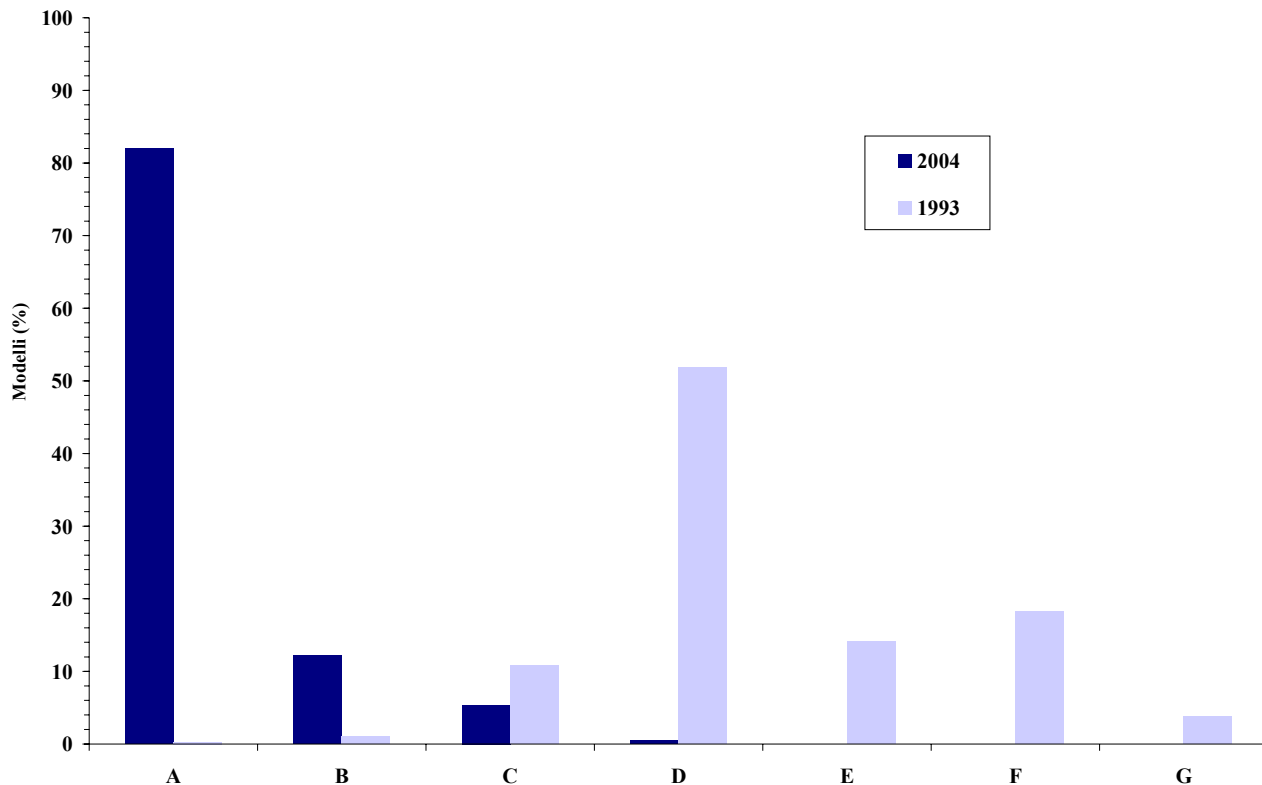
### **Lavastoviglie**

La produzione europea di lavastoviglie nel 2004 è stata di circa 8 milioni di unità<sup>46</sup>, per la maggior parte concentrate nel segmento di apparecchi per 12 coperti, che rappresentano circa l'80% del totale. Nel periodo 1993-2004 la percentuale di apparecchi prodotti in classe A nell'UE è passata dallo 0,3% all'82,0% (figura 7.14).

<sup>46</sup> CECED



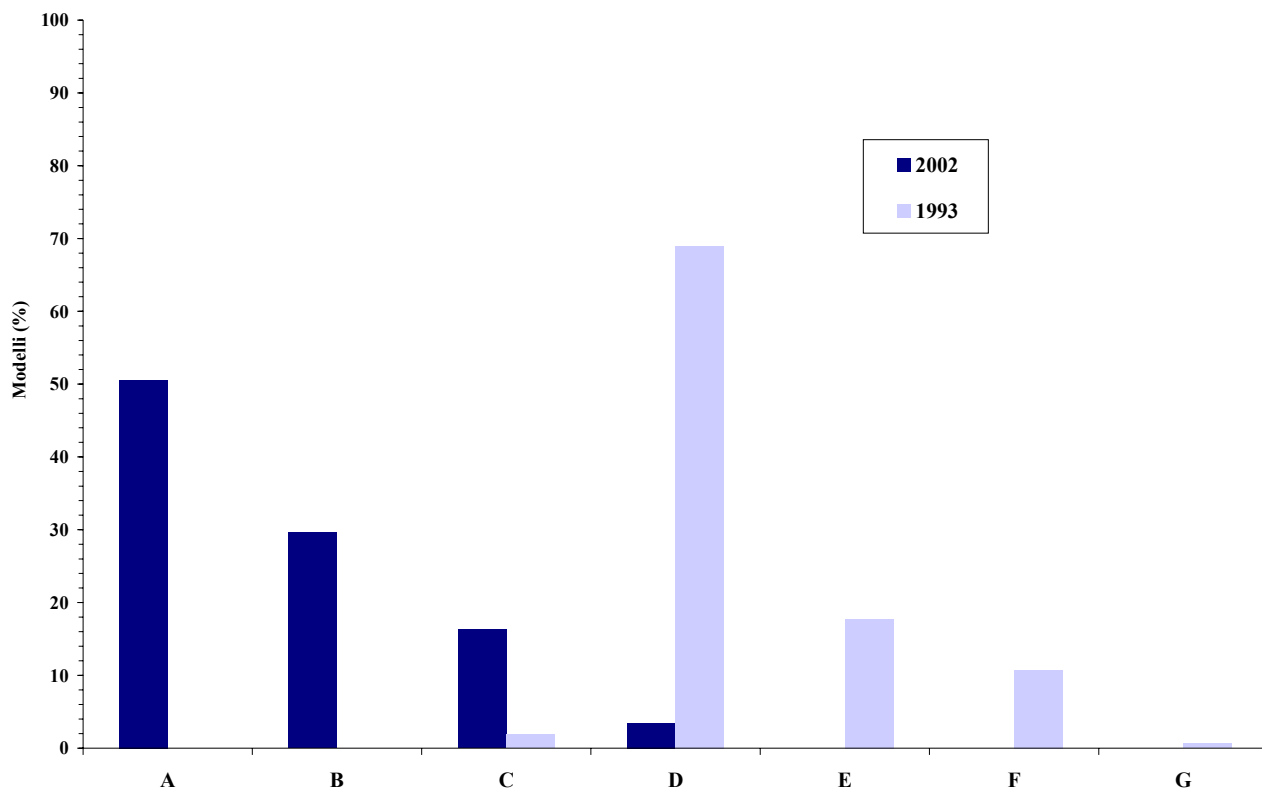
Figura 7.14 - Efficienza energetica delle lavastoviglie prodotte nell'UE nel 1993 e nel 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati propri e CECED

In Italia, i dati sino disponibili solo fino al 2002, quando gli apparecchi in classe A rappresentavano il 50,6% del venduto (figura 7.15).

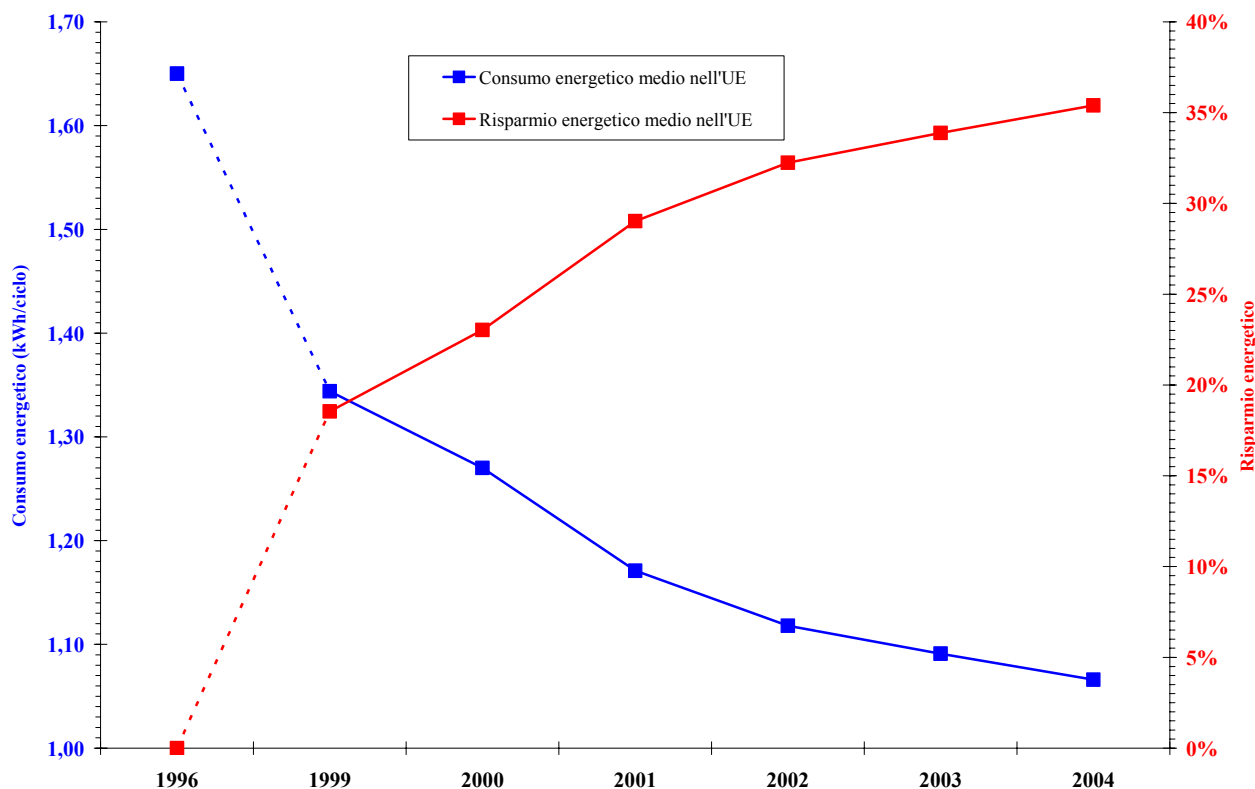
Figura 7.15 - Efficienza energetica delle lavastoviglie vendute in Italia nel 1993 e nel 2002



Fonte: elaborazione ENEA su dati propri e GfK

Anche se per questo prodotto le azioni di miglioramento dell'efficienza energetica sono entrate in vigore alla fine degli anni 90 con la definizione dello schema di etichettatura energetica, il risparmio energetico (figura 7.16) per il periodo 1996-2004 è stato di circa il 35%.

Figura 7.16 - Risparmio energetico delle lavastoviglie prodotte nell'UE. Anni 1996-2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati CECEC

### 7.7.2 Caldaie ad alta efficienza

Una caldaia ad alta efficienza è una caldaia in cui la quasi totalità (oltre il 90%) dell'energia contenuta nel combustibile viene trasferita al fluido termovettore; l'efficienza viene quantificata con il rendimento di combustione, ovvero la percentuale di energia derivante dalla combustione trasferita al fluido termovettore (es. caldaia con rendimento dell'85%, il 15% di energia contenuta nel combustibile va perso). In altri termini, maggiore è il rendimento della caldaia, maggiore è il risparmio di combustibile, il che si traduce in un risparmio energetico e economico.

Le caldaie tradizionali hanno un rendimento medio che si aggira intorno all'85-86%: nei periodi meno freddi, quando non viene erogata tutta la potenza disponibile, l'efficienza decade in maniera significativa perché la combustione non avviene nelle condizioni ottimali e il consumo di combustibile aumenta in modo proporzionale.

Il DPR 660/96, regolamento di attuazione della direttiva 92/42/CEE definisce, in base alla potenza nominale, 4 classi di rendimento delle caldaie da 1 a 4 stelle (efficienza energetica).

Le caldaie a 4 stelle hanno i più alti rendimenti di combustione, sia alla potenza termica massima (potenza nominale) sia al 30% della potenza nominale e, quindi, permettono il più elevato risparmio energetico realizzabile. Le caldaie ad alto rendimento oggi disponibili sul mercato sono delle seguenti tipologie: caldaie a premiscelazione, caldaie a condensazione.

L'installazione di una caldaia ad alto rendimento richiede un maggior investimento iniziale, ma il maggior risparmio nel medio-lungo termine consente di ammortizzare l'investimento iniziale.

### **Caldaie a premiscelazione**

Le caldaie a premiscelazione sono dotate di un particolare bruciatore in cui la combustione avviene sempre in condizioni ottimali, grazie al perfetto bilanciamento fra gas metano (combustibile) e aria comburente. In questo modo, il rendimento si mantiene costante al di sopra del 90% a qualsiasi potenza (quindi anche nei periodi non particolarmente freddi, quando cioè la potenza necessaria è minore di quella nominale).

La tecnologia a premiscelazione, garantendo rendimenti elevati su tutto il campo di modulazione (e quindi un utilizzo ottimale del gas) assicura un consumo inferiore del 10% rispetto a una caldaia tradizionale, con conseguente risparmio economico e basse emissioni di sostanze inquinanti.

### **Caldaie a condensazione**

Le caldaie a condensazione sono attualmente quelle con la tecnologia più avanzata: in pratica, quanto di più efficiente possa fornire il mercato. La tecnologia utilizzata permette di recuperare parte del calore contenuto nei gas di scarico sotto forma di vapore acqueo, consentendo un migliore sfruttamento del combustibile e quindi il raggiungimento di rendimenti più alti.

Nella caldaia a condensazione, i prodotti della combustione, prima di essere espulsi all'esterno, sono costretti ad attraversare uno speciale scambiatore all'interno del quale il vapore acqueo condensa, cedendo parte del calore latente di condensazione all'acqua del primario, in modo da abbassare la temperatura dei gas di scarico (circa 40 °C).

La caldaia a condensazione, a parità di energia fornita, consuma meno combustibile rispetto ad una di tipo tradizionale, perchè la quota di energia recuperabile tramite la condensazione del vapore acqueo contenuto nei gas di scarico è dell'ordine del 16-17%.

Le caldaie a condensazione esprimono il massimo delle prestazioni quando vengono utilizzate con impianti che funzionano a bassa temperatura (30-50 °C), come ad esempio con impianti a pannelli radianti.

### **Il mercato nel settore impiantistico**

Lo scenario attuale italiano vede come protagoniste circa 60 industrie produttrici di apparecchi e impianti termici e componenti destinati al comfort climatico ambientale; un settore che occupa oltre 12.000 addetti e fattura oltre 2.000.000.000 di euro. D'altronde i valori di riferimento per il mercato italiano residenziale (quello di maggior peso) si aggirano intorno ad un universo di 14 milioni di caldaie autonome e 5,5 milioni di abitazioni servite da impianti centralizzati.

Fino al 2000 sono state installate mediamente 1,2 milioni di caldaie/anno, per il 17,7% si trattava di nuove installazioni (in maggioranza tradizionali), ma per l'83,3% si trattava di sostituzioni.

Dal 2001 in poi, se da una parte si è manifestata un aumento della richiesta di apparecchi in grado di assicurare alte prestazioni in termini di risparmio energetico e di basse emissioni inquinanti, dall'altra si è registrata una lieve, ma costante flessione delle vendite (< 1 milione, di cui solo 6,8% ad alta efficienza, come da figura 7.17) in generale nel settore, le cui cause non sono tanto riconducibili a elementi di concorrenza estera, bensì al calo di fiducia che ha frenato gli investimenti e ritardato interventi sul parco macchine installato, tendenti a recuperare efficienza e migliorare la sicurezza (motivi che hanno perso valore nell'attuale condizione politica mondiale).

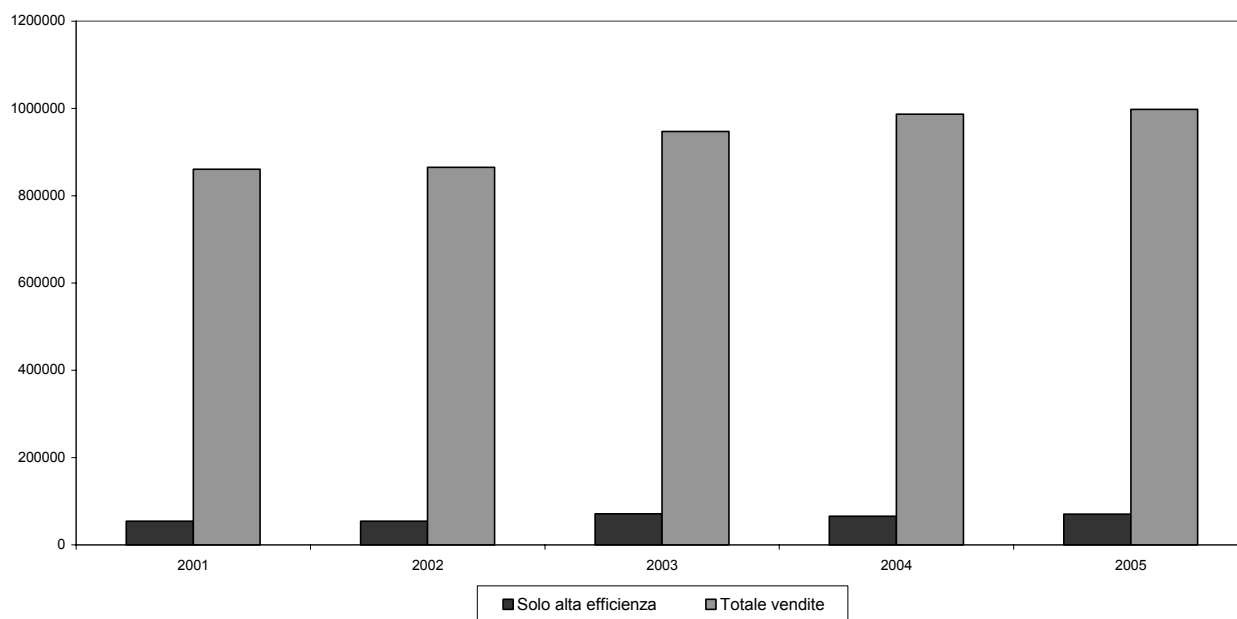
Negli ultimi tre anni, la sostituzione di generatori di calore è rimasta praticamente costante, attestandosi a circa 1.000.000 di interventi.

Nel 2005 si sono verificate all'incirca interventi di sostituzione della caldaia per 1.000.000 unità, di cui 800.000 sotto i 35,0 kW, con un fatturato di produzione stimato in circa 2,8 miliardi di euro

Le caldaie a condensazione sono circa il 4,5% del totale per un fatturato, comprensivo di installazione, di 135,0 milioni di Euro. Il mercato e la diffusione delle caldaie a condensazione probabilmente sono destinati ad aumentare. Il DLgs n. 192/05 e la sua revisione in corso di approvazione, incentivano l'installazione di caldaie a più alta efficienza. Inoltre anche la finanziaria 2007 prevede misure specifiche di incentivazione.

Il contributo della diffusione delle caldaie a condensazione alla riduzione delle emissioni serra, considerando un mercato di 1 milione di unità all'anno e conservativamente, un incremento dell'efficienza del 10%, può essere valutato intorno ai 0,25 MtCO<sub>2</sub>eq.

Figura 7.17 – Vendite di apparecchi e impianti termici in Italia. Anni 2001-2005

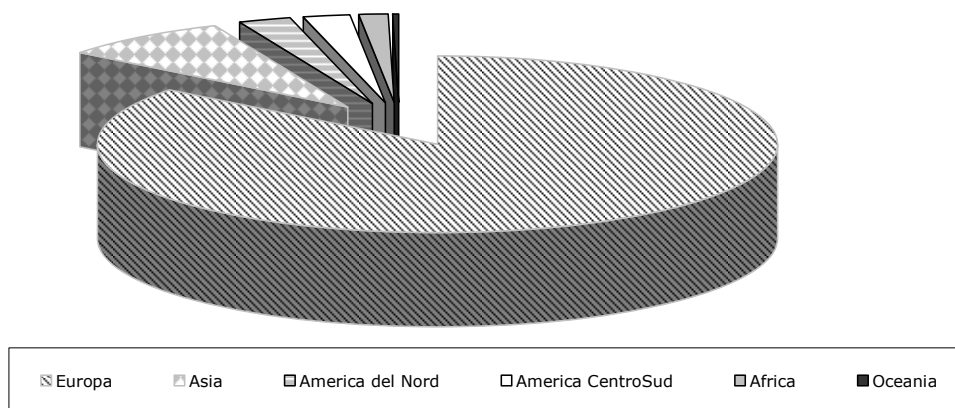


Fonte: elaborazione ENEA

Le quote di export (figura 7.18), di poco inferiori a quelle del mercato italiano, vedono un sensibile incremento delle percentuali di vendita a favore delle caldaie ad alta efficienza e hi-tech, probabilmente per effetto di una maggiore azione di sensibilizzazione fatta presso l'utenza (figura 7.19).

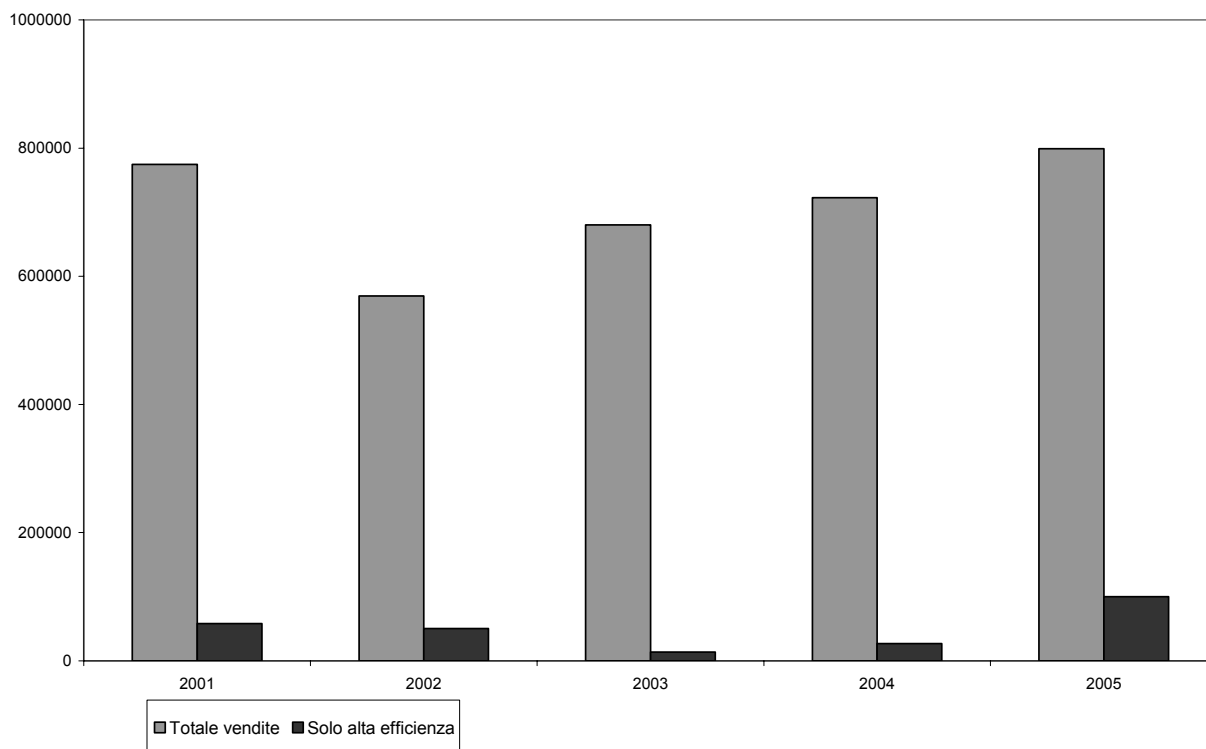
All'interno di un contesto nel quale le tecnologie informatiche divengono un fattore strategico per il cambiamento dell'intero sistema economico, soprattutto in rapporto alla globalizzazione e all'exasperata competizione, obiettivo di tutti gli operatori deve essere quello di appropriarsi e sfruttare le tecnologie al fine di "creare valore" per l'utente finale, sia che voglia dire aumentare il valore percepito di un bene, di un servizio, sia voglia dire ottimizzare i processi riducendo i costi. Il nuovo paradigma sarà sempre più soddisfare le richieste specifiche dei clienti. Non fornire prodotti, ma trovare soluzioni.

Figura 7.18 – Distribuzione geografica delle esportazioni di apparecchi e impianti termici. Anno 2005



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 7.19 – Export di apparecchi e impianti termici. Anni 2001-2005



Fonte: elaborazione ENEA

## 7.8 L'efficienza energetica negli altri paesi

**Danimarca.** Il Piano d'azione per l'efficienza energetica del 2005 pone come obiettivo la riduzione dei consumi di 7,5 PJ annui nel periodo 2006–2013 (1,7% dei consumi finali), esclusi i trasporti. Tale ambizioso risultato viene perseguito attraverso un ampio ventaglio di misure, tra le quali assumono particolare rilevanza:

- Obblighi di servizio pubblico per l'efficienza energetica a carico dei gestori di rete e delle aziende di distribuzione;
- Industria - Introduzione di un pacchetto di tasse c.d. verdi (su energia, emissioni di CO<sub>2</sub> e zolfo), associato alla possibilità di ottenere degli sgravi in caso di conclusione di Accordi Volontari per l'efficienza energetica;
- Civile - Continua promozione e diffusione del teleriscaldamento; introduzione, sin dal 1997, di sistemi di certificazione energetica degli edifici; adozione di standard di consumo sempre più stringenti.

**Francia.** Con la legge 781/2005, la Francia si è posta l'obiettivo di ridurre l'intensità energetica finale del 2% annuo entro il 2015 e del 2,5% entro il 2030. Per conseguire tale obiettivo la stessa legge ha adottato un sistema di Certificati bianchi che impone ai venditori di elettricità, gas, calore, freddo e gasolio ad uso domestico di realizzare dei risparmi quantitativi di energia. Tali risparmi sono espressi in kWh di energia finale consumata e sono calcolati come frazione dell'obiettivo nazionale di risparmio (pari a 54 miliardi di kWh per il periodo 2006-2008) in funzione del rispettivo peso sul mercato.

Nel settore industriale assumono invece particolare rilevanza gli Accordi volontari che si pongono come obiettivo, da conseguirsi entro il 2007, la riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra del 14% rispetto ai livelli del 1990. È stato inoltre creato un Fondo di investimento per l'ambiente e l'efficienza energetica, il FIDEME, che concede prestiti alle imprese per investimenti in efficienza energetica.

**Germania.** Sin dagli anni 90, la Germania ha puntato fortemente sul miglioramento dell'efficienza energetica, sia come strumento di politica ambientale, sia come strumento di politica industriale per incentivare la competitività dell'economia nazionale. Uno strumento a carattere trasversale per il miglioramento dell'efficienza energetica è rappresentato dall'adozione nel 1999 di una riforma ecologica delle tasse, che aumenta la tassazione sull'energia e ridistribuisce buona parte delle entrate sotto forma di sgravi sul costo del lavoro e per l'incentivazione delle fonti rinnovabili.

Nel settore industriale assume particolare rilevanza l'impegno volontario dell'industria a ridurre, entro il 2012, le emissioni di CO<sub>2</sub> del 35% rispetto al 1990 attraverso misure di efficienza energetica.

**Gran Bretagna.** Il Piano d'azione per l'efficienza energetica del 2004 segna le tappe di un percorso virtuoso che nelle intenzioni del Governo dovrebbe portare ad un risparmio complessivo nel 2010 di 12,1 MtC/a. Le principali misure in vigore nel settore industriale sono la tassa sul cambiamento climatico, che si applica all'energia utilizzata dalle imprese e dal settore pubblico e l'*Enhanced Capital Allowances*, un sistema di supporto alle imprese per investimenti in misure di efficienza energetica. Per quanto riguarda il settore civile invece, la misura di maggior rilievo è rappresentata dall'*Energy Efficiency Commitment*, che impone ad alcuni fornitori di energia elettrica e gas di conseguire obiettivi di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore domestico. L'obiettivo per il periodo 2005-2008 ammonta a 130 TWh. Sono inoltre funzionanti degli accordi volontari noti come Accordi per il Cambiamento Climatico (*Climate Change Agreements - CCAs*).

**Olanda.** L'obiettivo che si è prefisso il Governo olandese nel contesto delle misure per contrastare i cambiamenti climatici, consiste in un miglioramento dell'efficienza energetica dell'1,3%. Per raggiungere tale target viene utilizzata un'ampia combinazione di misure – che comprende accordi volontari, incentivi economici e disposizioni regolamentari – molte delle quali esplicano i loro effetti su più di un settore. La cosiddetta tassa sull'energia è stata introdotta nel 1996 come strumento fondante di una riforma ecologica delle tasse.

Si tratta di una tassa neutra per le casse dello Stato, una parte della quale è utilizzata per finanziare schemi di incentivi per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Nel settore industriale lo strumento di maggior successo è rappresentato dall'ampia diffusione degli Accordi Volontari, combinati a misure di incentivazione fiscale per gli investimenti in materia di efficienza energetica. Nel settore civile si è puntato invece sulla fissazione di livelli minimi obbligatori di performance energetica per gli edifici nuovi e sugli incentivi per promuovere l'adozione di tecnologie a risparmio energetico negli edifici esistenti.

**Stati Uniti.** Nell'agosto del 2005, dopo un lungo iter parlamentare, è stata adottata la nuova legge federale di indirizzo in materia energetica, l'Energy Policy Act 2005. Tale legge si compone di 18 titoli, uno dei quali dedicato interamente all'efficienza energetica. Tra le varie disposizioni adottate, le più rilevanti concernono:

- l'introduzione di incentivi fiscali per la diffusione di tecnologie energeticamente efficienti;
- l'introduzione di standard minimi di efficienza per alcuni prodotti che consumano energia;
- la riduzione del 20% entro il 2015 del consumo di energia negli edifici federali;
- l'estensione del Programma Energy Star.

**Cina.** Il programma quinquennale per lo sviluppo economico e sociale (2006-2010), fissa l'obiettivo di riduzione dell'intensità energetica del 20% rispetto ai valori del 2005.

Nel gennaio del 2005 la Commissione per lo Sviluppo e le riforme ha adottato il primo Piano nazionale di medio-lungo termine per il risparmio energetico. Il Piano prevede due periodi di riferimento: il periodo fino al 2010, coincidente con l'undicesimo piano quinquennale per lo sviluppo economico e sociale, per il quale gli obiettivi e le misure sono state già individuate, e il periodo 2010-2020, per il quale sono solo state avanzate delle proposte.

Il Piano prevede dieci progetti di conservazione dell'energia da realizzare nel periodo 2006-2010, riguardanti:

- la trasformazione o sostituzione delle caldaie industriali a carbone di piccola media dimensione (fornaci e forni) con caldaie a carbone più avanzate;
- la diffusione della cogenerazione e della generazione distribuita;
- lo sfruttamento del calore e della pressione di scarto;
- la promozione dei biocarburanti e il risparmio e la sostituzione del petrolio con carbone di alta qualità, *pet coke* e gas naturale, in particolare nei settori della generazione elettrica, petrolchimico, metallurgico, chimico, dei materiali da costruzione e dei trasporti;
- l'incremento dell'efficienza energetica dei motori industriali;
- l'ottimizzazione dei sistemi energetici;
- il risparmio energetico negli edifici: in particolare è prevista l'applicazione di standard che impongano il 50% dei risparmi di energia nel settore residenziale;
- la diffusione di sistemi di illuminazione a risparmio energetico;
- il *retrofitting* per il 20% degli edifici governativi con particolare attenzione ai sistemi di riscaldamento, raffrescamento e illuminazione;
- il miglioramento dei sistemi di monitoraggio e rilevazione dei consumi; previsione e/o rafforzamento delle centri locali per il monitoraggio del risparmio energetico i quali devono essere posti in condizione, anche attraverso un idoneo percorso di formazione/informazione, di fornire servizi quali diagnosi energetiche, sostegno al finanziamento, gestione energetica ecc.

## **7.9 Politiche Integrate di Prodotto (IPP)**

Il livello dei consumi energetici e degli impatti ambientali dipende in larga misura dalla quantità e dalla natura dei beni e dei servizi consumati; ne deriva che le "Politiche di produzione e consumo sostenibili" sono componenti indispensabili delle politiche di sostenibilità e come tali sono entrate da tempo nelle agende e nei programmi dei principali organismi internazionali (ONU e OCSE), della UE, sotto la dizione di Politiche Integrate di Prodotto (IPP)<sup>47</sup> e di molti Stati nazionali (Giappone, Australia, Svizzera e diversi paesi europei).

Esse si fondano innanzitutto sull'analisi del sistema di relazioni che lega i prodotti, intesi anche come servizi e sistemi, ai loro effetti sul piano energetico ed ambientale, effetti da considerare sia a livello diretto che indiretto e in tutte le fasi dell'intero ciclo di vita, "dalla culla alla tomba".

<sup>47</sup> <http://ec.europa.eu/environment/ipp/home.htm>

La individuazione analitica di "punti caldi ambientali" rappresenta la premessa per interventi di miglioramento ambientale ed energetico<sup>48</sup> di prodotto e di processo, di norma da realizzare il più possibile in fase preventiva, a livello di ideazione-progettazione-sviluppo del prodotto, in modo da massimizzare vantaggi economici ed ambientali. L'affermazione di prodotti e di modelli di consumo ecologicamente più compatibili presuppone però misure capaci di influire anche su quell'insieme assai complesso di ragioni di tipo economico, sociale, strutturale, di gusto ecc. che presiede alle scelte individuali e collettive di consumo.

Le "Politiche di produzione e consumo sostenibili" intendono intervenire in maniera coordinata su tutti questi aspetti e rappresentano quindi un sistema integrato di politiche pubbliche finalizzato a promuovere prodotti e modelli di consumo ecologicamente più sostenibili attraverso interventi tecnici di aumento dell'eco-efficienza, attraverso la determinazione di nuove regole e "convenienze" di mercato e attraverso il coinvolgimento e la responsabilizzazione di tutti i soggetti circa gli effetti delle loro scelte. Gli strumenti di intervento di norma si articolano in:

- **misure economiche, giuridiche e regolamentari**, di tipo sia volontario che prescrittivo, finalizzate ad internalizzare i costi ambientali "esternalizzati", ad affermare una responsabilità estesa del produttore ecc. (tasse/incentivi alla produzione e al consumo, acquisti pubblici "verdi" volti a promuovere un "mercato verde", responsabilità del produttore su fine vita, riciclaggio ecc.);
- **misure sociali** dirette a sensibilizzare ed informare tutti i soggetti pubblici e privati interessati, in modo da favorire scelte ambientalmente consapevoli (campagne di sensibilizzazione, etichette ecologiche, marchi di qualità ambientale e sociale ecc.);
- **sviluppo di metodologie e strumenti tecnici** a supporto rispettivamente delle fasi di analisi, di intervento e di comunicazione, con soluzioni articolate rispetto alla natura delle questioni da affrontare (macro, meso e micro) ed alle caratteristiche dei soggetti interessati (Analisi del Ciclo di Vita di prodotti e/o sistemi come supporto a decisioni pubbliche, per definire priorità di intervento settoriali, per confrontare diverse soluzioni tecnologiche ecc. o per la caratterizzazione ambientale di singoli prodotti; strumenti di ecodesign, linee guida per tecnologie pulite ecc. per l'implementazione di miglioramenti ambientali; etichette ecologiche, dichiarazioni ambientali ecc. per la certificazione della qualità ambientale dei prodotti nella catena di subfornitura, presso il consumatore finale ecc.).

### ***Politiche di produzione e consumo sostenibile a livello mondiale***

Il consumo mondiale di beni ha subito negli ultimi decenni una radicale evoluzione in termini sia di volumi che di qualità, con un aumento della spesa dai 4,5 ai 19,5 trilioni US\$ tra il 1960 ed il 2000<sup>49</sup>. All'origine vi sono la crescita demografica, ma soprattutto cambiamenti di reddito e comportamenti di consumo, che, trasferiti dai paesi industrializzati alle nuove aree di sviluppo, hanno generato una nuova classe di "consumatori globali" valutata in 1,7 miliardi di persone, la metà dei quali residenti nei paesi in via di sviluppo. A quest'andamento dei consumi non ha peraltro corrisposto una riduzione delle disuguaglianze esistenti tra le diverse aree geografiche ed all'interno delle stesse aree; anche gli squilibri tra tipologie di consumo sono aumentati: si assiste infatti ad una forte ascesa in particolare delle spese per attività ed apparecchiature per il tempo libero, per servizi e trasporti, mentre diminuisce la percentuale di spesa per bisogni di base. Vi ha invece corrisposto un aumento della pressione complessiva sull'ambiente, la cui curva rimane in costante crescita, nonostante i consistenti processi di innovazione tecnologica intercorsi in questi anni abbiano prodotto significativi incrementi di eco-efficienza a livello di processo e di prodotto (dematerializzazione, diminuzione dell'intensità energetica, introduzione di tecnologie pulite, sostituzione di prodotti con servizi, ecc.).

---

<sup>48</sup> L'impatto ambientale e il consumo energetico complessivo nel ciclo di vita di un prodotto sono di norma fra loro fortemente correlati, tanto che in qualche caso l'energia viene considerata come un proxy dell'impatto ambientale del prodotto.

<sup>49</sup> Sustainable consumption, a global status report - UNEP (2002) <http://www.unep.org/pc/pc/gs2002.htm>



Peraltro le trasformazioni intervenute non sempre si sono tradotte in positivi effetti energetici ed ambientali; frammentazione e globalizzazione della produzione, distribuzione sempre più estesa e separata dai luoghi di produzione, la introduzione di nuovi e sempre più complessi prodotti (in media più 6-7% annui), la comparsa infine di "effetti di rimbalzo" (aumento di consumi, in particolare energetici, generato dall'introduzione di prodotti più ecoefficienti) generano conseguenze che spesso contrastano, ed in alcuni casi sovrastano, i guadagni ottenuti in termini di eco-efficienza.

Questi dati, posti a base dei documenti preparatori del 2° Summit mondiale dell'ONU per lo sviluppo sostenibile di Johannesburg, hanno portato alla conclusione che l'auspicato disaccoppiamento tra crescita economica e degrado ambientale non può essere fondato esclusivamente su interventi di tipo "tecnologico", ma richiede "cambiamenti fondamentali nei modi cui le società producono e consumano" e quindi "un quadro d'azione più ampio, che tenga conto della complessità delle pressioni risultanti dai modi di consumo attuale, assieme al sostegno al miglioramento della ecoefficienza"<sup>50</sup>; quadro d'azione peraltro da collegare strettamente alle strategie di riduzione della povertà e di miglioramento della qualità della vita. Il punto tre delle decisioni del Summit, completamente dedicato alle "Modificazioni dei modi di consumo e di produzione non sostenibili", indica una serie articolata ed integrata di misure da mettere in atto ai vari livelli e la necessità di sviluppare un programma decennale in supporto alle iniziative regionali e nazionali; tale programma ha preso poi corpo con il titolo di "Marrakech Process" e, sotto la guida di UNEP in collaborazione con UN DESA, sta articolando i propri lavori su diverse linee di attività: strumenti per le politiche (prodotti sostenibili e acquisti pubblici sostenibili), politiche settoriali (costruzioni sostenibili, turismo sostenibile), aspetti sociali e comportamentali (stili di vita sostenibili, educazione per consumi sostenibili), politiche regionali (cooperazione con l'Africa).

### **Le politiche dell'Unione Europea**

Le Politiche Integrate di Prodotto fanno parte da tempo delle politiche della UE, ma esse hanno trovato particolare rilievo e sistematicità nel VI Programma di Azione Ambientale della UE<sup>51</sup> e nel successivo piano di azione approvato nel 2003 con validità fino al 2007. Le IPP vengono viste in stretta connessione, da un lato, con le politiche energetiche ed ambientali (in particolare per quanto concerne le politiche di uso razionale delle risorse e per la prevenzione e riduzione dei rifiuti), dall'altro, con le politiche di innovazione per la competitività, con l'obiettivo di mantenere quella situazione di preminenza mondiale conquistata dalla UE nel campo delle tecnologie ambientali e della ecoinnovazione di prodotto. Il piano ha ripreso e sistematizzato attività e strumenti già in essere, come EMAS, ecolabel ecc., in un quadro di iniziative più ampio tese in particolare a facilitare l'accesso agli strumenti di base per l'ecoinnovazione di prodotto (con particolare attenzione alle maggiori difficoltà delle PMI), a definire ed introdurre criteri di ecodesign in una serie di settori e ad implementare pratiche di Green Public Procurement.

Le principali azioni e scadenze erano:

Scadenza	Azione
2003	Prima versione di un manuale per acquisti pubblici più ecocompatibili
2003	Prototipo di banca dati di filiera di prodotto per acquisti più ecocompatibili
2004	Guide tecniche per meglio corrispondere alle prescrizioni di prodotto previste all'interno di EMAS
2004	Sito web per acquisti pubblici più ecocompatibili e piattaforma per facilitare l'interscambio e la comunicazione di dati di LCA
2004	Iniziativa per coordinare le attività relative ai dati di LCA
2005	Manuale sulle migliori pratiche di LCA.
2005	Documento di proposte sugli obblighi di ecoprogettazione
2006	Predisposizione di un programma di azione della Commissione per acquisti pubblici più ecocompatibili e redazione di Piani Nazionali di GPP
2007	Rapporto della Commissione al Parlamento e al Consiglio Europeo sugli avanzamenti dell'implementazione dell'IPP e presentazione dei risultati degli studi sul potenziale di miglioramento ambientale per alcuni prodotti selezionati

<sup>50</sup> [http://www.un.org/esa/sustdev/documents/WSSD\\_POI\\_PD/English/POIChapter3.htm](http://www.un.org/esa/sustdev/documents/WSSD_POI_PD/English/POIChapter3.htm)

<sup>51</sup> <http://ec.europa.eu/environment/newprg/index.htm>

Di particolare rilievo è stata la decisione di sviluppare una piattaforma europea di Life Cycle Assessment (LCA), dotata di dati di riferimento e di metodi raccomandati per LCA, come base pubblica comune per la diffusione delle pratiche di Life Cycle Thinking sia nell'industria che nella pubblica amministrazione. A quest'attività, in corso presso il JRC di ISPRA<sup>52</sup>, si sono affiancati numerosi altri studi finalizzati in particolare a comprendere priorità e metodologie di intervento settoriali. Lo studio EIPRO<sup>53</sup> ha riguardato l'analisi dell'impatto ambientale dei consumi finali nella UE-25. Sono stati quantificati gli impatti, rispetto ad otto indicatori ambientali, relativi al ciclo di vita di gruppi di prodotti e servizi omogenei, calcolando poi l'impatto specifico per unità di prodotto consumato e per euro di spesa. Al maggior livello di dettaglio l'analisi è stata articolata su 283 gruppi di prodotto; ne è risultato che oltre il 50% dell'intero impatto è determinato da soli 22 gruppi di prodotto, tutti riconducibili a tre settori aggregati: alimenti e bevande, trasporti privati e costruzioni, che nel loro insieme determinano tra il 70 e l'80% dell'impatto complessivo. Nella maggior parte dei casi è risultata anche una forte correlazione tra diverse categorie di impatto, in particolare tra riscaldamento globale, acidificazione e tossicità umana. Lo studio EIPRO proseguirà con una seconda fase finalizzata ad individuare e quantificare i potenziali di miglioramento ambientale di ciascun gruppo di prodotti, anche al fine di affinare le valutazioni circa le priorità di intervento e l'ottimale allocazione delle risorse.

La Commissione Europea peraltro sta procedendo da tempo ad interventi di settore attraverso l'emanazione di direttive ispirate ai principi generali delle IPP che, a partire dalla responsabilità del produttore sull'intero ciclo di vita del prodotto, definiscono una serie di obiettivi di miglioramento ambientale ed energetico scadenziati nel tempo e via via più estesi. Le direttive già emanate riguardano:

- *Settore auto* - Direttiva 2000/53/CE - misure volte a prevenire la produzione di rifiuti derivanti dai veicoli, nonché al reimpiego, al riciclaggio e ad altre forme di recupero dei veicoli, fuori uso e dei loro componenti.
- *Settore costruzioni* - Direttiva 2002/91/CE - diagnosi e certificazione energetica dei fabbricati.
- *Settore chimico* - Direttiva 2002/95/CE (RoHS) - divieto e limitazione all'uso di sostanze tossiche (piombo, mercurio, cadmio, cromo esavalente ed alcuni ritardanti di fiamma).
- *Settore elettrico ed elettronico* - Direttiva 2002/96/CE (WEEE) - obbligo di provvedere al finanziamento delle operazioni relative al fine vita e di sviluppare soluzioni progettuali atte a favorire il reimpiego ed il riciclaggio di apparecchiature e materiali.
- *Prodotti ad alto consumo energetico* - Direttiva 2005/32/CE - Definizione di specifiche per l'ecodesign e per la certificazione di prodotti con elevati consumi energetici (sono allo studio le prime 14 categorie: caldaie; scaldacqua; personal computer e schermi del computer; fotocopiatrici, fax, stampanti, scanner, apparecchiature multifunzionali; elettronica di consumo: televisori; perdite in modalità "stand by" e "off"; caricabatterie ed alimentatori esterni; illuminazione per ufficio; illuminazione stradale; condizionatori d'aria destinati ad abitazioni; motori elettrici; frigoriferi/congelatori industriali; frigoriferi e congelatori domestici; lavastoviglie e lavatrici domestiche).

L'implementazione di queste politiche è ancora troppo recente per poterne valutare effetti ed efficacia sul piano della produzione e dei consumi. Dati sono disponibili solo rispetto agli strumenti di più vecchia data, come gli schemi di certificazione volontaria. Lo schema EMAS è utilizzato a livello europeo da 3400 aziende, che hanno certificato complessivamente 5000 siti produttivi<sup>54</sup>. Lo schema eco-label<sup>55</sup> ha visto dal 1998 ad oggi una crescita costante con una significativa accelerazione negli ultimi due anni: oggi riguarda 24 categorie di prodotto e servizio, 336 aziende lo utilizzano ed i prodotti marchiati hanno raggiunto un valore (all'uscita

---

<sup>52</sup> <http://lca.jrc.ec.europa.eu/>

<sup>53</sup> Environmental Impact of Products (EIPRO) - Analysis of the life cycle environmental impacts related to the final consumption of the EU-25 - <http://www.jrc.es/home/pages/detail.cfm?prs=1429>

<sup>54</sup> [http://ec.europa.eu/environment/emas/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/environment/emas/index_en.htm)

<sup>55</sup> [http://ec.europa.eu/environment/ecolabel/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/environment/ecolabel/index_en.htm)

dalla fabbrica) di circa 800 milioni di €. Sempre sul piano delle certificazioni vanno aggiunte alcune centinaia di Dichiarazioni Ambientali di Prodotto secondo lo schema EDP svedese<sup>56</sup>.

A completare il quadro dovrebbero essere aggiunti i marchi di prodotto nazionali, ampiamente diffusi in particolare nei paesi nord europei. Di certo il quadro europeo rimane assai differenziato, con punte avanzate in paesi come la Svezia, che possono vantare politiche ormai ultra decennali in questo campo.

Alcune grandi tendenze sono comunque individuabili: una crescita nella vendita di prodotti e servizi "sostenibili" sta diventando visibile, con incrementi superiori a quelli medi, e con particolare attenzione ad alcuni settori, in primo luogo l'agroalimentare, i cosmetici, i servizi turistici, alcuni beni di largo consumo. Contemporaneamente hanno incrementi molto forti tutti i prodotti del Commercio Equo e Solidale. Cresce di conseguenza anche l'attenzione della grande distribuzione per filiere specifiche di prodotti. A livello produttivo nascono numerose piccole imprese di nicchia, fortemente caratterizzate su produzioni "sostenibili", mentre molte grandi imprese tendono a qualificare ambientalmente il proprio marchio attraverso lo sviluppo di prodotti specifici, di norma di fascia alta.

Complessivamente sembra di poterne dedurre potenzialità interessanti, non tali tuttavia da prospettare un'automatica riduzione della forbice aperta tra obiettivi necessari di miglioramento ambientale ed energetico ed andamenti reali. Sarà questa la principale materia di riflessione della revisione prevista nel 2007 delle IPP da parte della UE, per le quali forse si modificherà anche la denominazione, assumendo quella più generale di "Politiche di produzione e consumo sostenibile".

### ***Politiche dei paesi membri e di regioni europee***

Le politiche di IPP hanno trovato applicazioni assai diversificate nei singoli paesi comunitari, in alcuni casi innestandosi su terreni già ampiamente praticati da politiche nazionali, come nel caso dei paesi nordici, in altri casi aprendo nuovi campi di intervento. Gran Bretagna, Danimarca, Svezia, Belgio e Confederazione Elvetica si sono dotati di veri e propri Piani di Azione Nazionale, con la definizione, a partire dagli indirizzi europei, di obiettivi scadenziati nel tempo ed in alcuni casi con la individuazione di obiettivi quantizzati di miglioramento ambientale ed energetico. Ad essi ha corrisposto lo sviluppo e la messa in campo di analisi e di strumenti specifici a livello generale e settoriale e la messa a disposizione di competenze e di risorse economiche, indirizzate a promuovere ed incentivare gli sviluppi voluti.

Un esempio particolarmente significativo è il "Market transformation programme"<sup>57</sup> attivo fin dal 2001 in Gran Bretagna che, dopo una prima fase di individuazione delle priorità, ha definito obiettivi quantificati di riduzione dei rifiuti e dei consumi di energia e di acqua rispetto ad una serie di prodotti e sistemi, in continuo aggiornamento ed ha sviluppato gli strumenti tecnici necessari per raggiungere tali obiettivi. Altri paesi, come Germania, Francia ed Austria, pur non essendosi dotate di piani specifici, stanno sviluppando diverse iniziative riconducibili a IPP, all'interno dei piani più generali di sviluppo sostenibile.

Sono numerosi anche i casi di Regioni europee impegnate nel campo delle IPP. D'altra parte le IPP proprio per le loro caratteristiche si possono fortemente giovare di una articolazione territoriale in termini di prossimità alle PMI ed ai cittadini/consumatori, di collegamento con acquisti ed appalti ed infine di integrazione con le politiche dell'innovazione e dell'educazione/comunicazione ambientale.

La rete europea tra Regioni ENCORE<sup>58</sup> svolge un'attività di interscambio e di informazione tra le diverse esperienze in atto che non riguardano più solo regioni nordiche; un esempio di intervento organico verso le imprese è quello dei Paesi Baschi, che ha sviluppato una prima fase del programma dal 2000 al 2003 con progetti pilota nelle industrie e lo sviluppo di uno standard certificabile di ecodesign; la seconda fase (2004-06) ha previsto la definizione dei settori prioritari di intervento (elettrico/elettronico, macchine, arredo, alimentare, chimico, prodotti metallici, packaging, costruzioni) e di obiettivi quantitativi (40 imprese entro 2006, 200 entro 2012) e lo sviluppo di servizi di supporto alle imprese (formazione, sviluppo e

---

<sup>56</sup> <http://www.environdec.com/>

<sup>57</sup> <http://www.mtprog.com>

<sup>58</sup> <http://www.encoreweb.org/>

fornitura di strumenti software di LCA, studi specializzati per filiere prodotte, consulenza di ecodesign e per lo sviluppo di sistemi di gestione e certificazione ambientale).

Interventi regionali di tipo settoriale sono stati sviluppati in Baviera (scarpe sportive, cucine) e Baden-Württemberg (meccanica, carta, tessile).

### **La situazione italiana**

La situazione dello sviluppo delle IPP in Italia presenta aspetti variegati e per alcuni aspetti contraddittori. A livello di governance generale l'Italia non dispone oggi né di un programma nazionale, né di uno schema di riferimento generale. Nei primi anni 2000, quando gli altri paesi europei si dotavano di specifici programmi, in Italia è mancata la spinta politica a muoversi in questa direzione, con in più il blocco anche di precedenti iniziative promosse dal Ministero dell'Ambiente, dal sistema APAT-ARPA e da altri soggetti. Di recente vi è stata una ripresa di attenzione con la predisposizione di una bozza di Piano Nazionale per il GPP, secondo le indicazioni della UE e la proposta di istituzione di un tavolo per la predisposizione di uno schema nazionale di IPP.

Nel paese sono comunque andate avanti diverse iniziative che riguardano percorsi di ecoinnovazione di processo e di prodotto. Sono numerose le iniziative e i progetti di amministrazioni pubbliche a livello regionale e locale legate in particolare ad Agenda 21 e riguardanti processi di ecoinnovazione di prodotto e di sistemi finalizzate alla prevenzione, ottimizzazione e riciclo dei rifiuti, ad ecoinnovazione di settori quali alimentare, turismo ecc. Anche nel campo del GPP le esperienze promosse a livello di Province e Comuni sono state abbastanza diffuse, in particolare nel nord, ed hanno consentito all'Italia di collocarsi per l'applicazione del GPP nel gruppo dei "secondi" 17 paesi europei, che segue il gruppo dei primi 8. Il sistema industriale nel suo complesso non è all'avanguardia nella sperimentazione ed applicazione dei nuovi strumenti della ecoinnovazione, occupa però una posizione avanzata nel campo delle certificazioni volontarie di sistema e di prodotto.

Nel 2006 risultano registrati EMAS 521 siti produttivi, con un incremento del 67% rispetto al 2005, che sono molti se confrontati con il quadro medio europeo, ma che complessivamente rappresentano solo lo 0,06% del totale. I prodotti con marchio ecolabel sono in totale 1380 e fanno capo a 97 diverse imprese, con un trend in continua crescita che ha portato il nostro paese ad occupare il primo posto in Europa. In particolare l'Italia è leader per il settore della ricettività turistica con 24 strutture certificate sul totale di 52 a livello europeo; altre presenze significative si hanno nel tessile, carta tessuto, calzature, e detersivi. Infine 21 imprese hanno certificato propri prodotti con Dichiarazioni Ambientali di Prodotto secondo lo schema EDP.

Questi numeri, per quanto significativi per indicare una tendenza, riguardano ancora un numero estremamente limitato di imprese più avanzate, mentre la massima rimane ancora del tutto estranea. Di recente si avvertono segnali di un'attenzione e di un interesse più diffuso come riflesso della entrata in vigore delle direttive europee, della estensione dei marchi (ad esempio l'ecolabel per il settore turistico) e degli acquisti della PA a livello sia centrale (CONSIP) che periferico. Altri importanti soggetti quali le multi-utilities, la grande distribuzione organizzata (COOP ed altri) ecc. hanno in corso esperienze su queste tematiche, in rapporto al sempre maggiore interesse mostrato dai consumatori anche nel nostro paese, come confermato dalle più recenti indagini di mercato.

Sul piano dei servizi alle imprese ed alla Pubblica Amministrazione la situazione nazionale presenta, salvo alcune eccezioni, ritardi rispetto al quadro europeo, in particolare per quanto riguarda la formazione di figure professionali in primo luogo per l'assenza di specifici curricula nell'alta formazione.

La situazione nazionale presenta quindi nel complesso un quadro articolato di esperienze, con però una forte frammentarietà e difficoltà di comunicazione tra i diversi settori e soggetti interessati; in altre parole esistono molti "pezzi" di una politica di IPP, non esiste però una visione ed una strategia complessiva capace di valorizzare quanto già fatto e di individuare priorità e percorsi da sviluppare.

Al contrario in Italia, più che in altri paesi, vi sarebbe bisogno di una forte opera di indirizzo e sostegno da parte dell'intero sistema pubblico, senza il quale il decollo ormai avviato delle IPP a livello europeo, anziché produrre nuove opportunità da sfruttare, può trasformarsi in un ulteriore handicap soprattutto per quei sistemi di PMI che rappresentano gran parte della base produttiva del nostro paese.

L'ottica della ecoinnovazione di prodotto fa già parte infatti delle strategie di innovazione e di mercato delle multinazionali e di grandi imprese che ne hanno colto tutte le potenzialità; l'applicazione alle PMI sconta invece difficoltà iniziali e richiede adeguate politiche pubbliche di sostegno, tali da indurre in primo luogo un cambiamento di "visione" (gli aspetti ambientali sono di norma percepiti dalle PMI come vincoli o costi e non come opportunità competitive, se non in casi particolari come nell'industria alimentare per il diretto impatto sui consumatori e la presenza di regolamentazione dei prodotti).

Difficoltà concrete derivano poi dalla scarsa conoscenza e capacità di intervento sul ciclo di vita dei prodotti, dalla variabilità della produzione, dalla carenza di competenze interne, infine dalla mancanza di metodologie e strumentazioni appropriate, essendo gli strumenti tecnici oggi disponibili, quali LCA e *ecodesign*, più rispondenti alle esigenze delle grandi imprese. Allo stesso tempo le IPP, se opportunamente adattate, possono meglio corrispondere a quella capacità di innovazione di prodotto per via ideativa e progettuale peculiare delle PMI e possono perciò rappresentare una via all'innovazione di prodotto più accessibile rispetto ad innovazioni che richiedano radicali mutamenti del paradigma tecnologico. Inoltre, una struttura industriale particolarmente caratterizzata da distretti industriali e reti di imprese, con la presenza di filiere prodotte complete, può facilitare l'approccio di ciclo di vita ed il coinvolgimento di interi sistemi di imprese a livello territoriale/settoriale, con ricadute innovative sull'intera filiera.

Lo sviluppo di un sistema di *governance*, necessariamente di livello nazionale, dovrebbe peraltro valorizzare al massimo il ruolo delle realtà locali, a livello sia istituzionale, come le Regioni e gli Enti Locali, sia operativo con l'attivazione di quella rete di strutture territoriali e distrettuali di tipo pubblico e privato che è essenziale per un vasto coinvolgimento delle imprese. In quest'ottica le principali priorità riguardano:

- *l'individuazione dei settori prioritari di intervento, in linea con quelli individuati a livello europeo (agroalimentare, trasporti, costruzioni, elettrico ed elettronico), ma con attenzione alle specificità nazionali nella produzione di beni di consumo (arredo, tessuti ecc.) e ad un forte intreccio con le politiche energetiche e dei rifiuti;*
- *la definizione e attuazione, in linea con le priorità precedentemente individuate, di programmi specifici di settore indirizzati a coinvolgere tutta la catena dei soggetti interessati (produzione, distribuzione, consumo, fine vita) ed a fornire tutti i supporti e gli strumenti tecnici, economici, procedurali necessari per una qualificazione ambientale dei prodotti, anche al di là delle normative esistenti;*

*Interventi tesi a supportare le imprese dei settori già interessati ad adeguarsi in modo proattivo al nuovo quadro delle direttive europee e parallelo sviluppo di strumenti tecnici e di percorsi certificativi più adeguati alle caratteristiche delle imprese italiane, in modo da definire modelli nazionali di riferimento e di contribuire attivamente agli sviluppi in atto a livello europeo (piattaforma europea LCA, nuove direttive EUP ecc.).*

**Appendice: Principali interventi in materia di efficienza energetica previsti nella Legge finanziaria 2007**

		<b>Intervento</b>	<b>Incentivo</b>	<b>Ulteriori condizioni</b>	
<b>Settore Civile</b>	<b>Edifici esistenti</b>	<b>344</b>	Riqualificazione energetica di edifici esistenti che conseguano un valore limite di fabbisogno di energia primaria annuo per la climatizzazione invernale inferiore di almeno il 20% rispetto ai valori riportati nell'allegato C, comma 1, tabella 1, del DLgs. 19 agosto 2005, n. 192	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 55% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino ad un valore max della detrazione di € 100.000	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Intervento da realizzarsi entro il 31 dicembre 2007)</li> <li>- Verifica della congruità dell'intervento da parte di un tecnico abilitato</li> <li>- Certificazione energetica dell'edificio, qualora introdotta dalla regione o dall'ente locale, ovvero, negli altri casi, "attestato di qualificazione energetica", predisposto da un professionista abilitato. Le spese per la certificazione energetica o qualificazione energetica, rientrano negli importi detraibili</li> </ul>
		<b>345</b>	Interventi su edifici esistenti, parti di edifici esistenti o unità immobiliari, riguardanti strutture opache verticali, e orizzontali (coperture e pavimenti), finestre comprensive di infissi	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 55% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di € 60.000, a condizione che siano rispettati i requisiti di trasmittanza termica U, espressa in W/m <sup>2</sup> K, della tabella A allegata al provvedimento	
		<b>346</b>	Installazione pannelli solari per la produzione di acqua calda per usi domestici, industriali e per la copertura del fabbisogno di acqua calda in piscine, strutture sportive, case di ricovero e cura, istituti scolastici e università	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 55% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di € 60.000	
		<b>347</b>	Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di caldaie a condensazione e contestuale messa a punto del sistema di distribuzione	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 55% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di € 30.000	
		<b>350</b>	Previsione dell'obbligo per i regolamenti edilizi comunali di prevedere – ai fini del rilascio del permesso di costruire – l'installazione di pannelli solari fotovoltaici per la produzione di energia elettrica, in modo da garantire una produzione energetica non inferiore a 0,2 kW per ciascuna unità abitativa		
	<b>Edifici di nuova costruzione</b>	<b>351</b>	Realizzazione di nuovi edifici o nuovi complessi di edifici che conseguano un valore limite di fabbisogno di energia primaria annuo per metro quadrato di superficie utile dell'edificio inferiore di almeno il 50% rispetto ai valori riportati nell'allegato C, comma 1, tabella 1, del DLgs. 19 agosto 2005, n. 192, nonché del fabbisogno di energia per il condizionamento estivo e l'illuminazione	Contributo pari al 55% degli extra costi sostenuti per conseguire tale valore limite di fabbisogno di energia, incluse le maggiori spese di progettazione	<p>Volumetria complessiva dell'edificio/complesso superiore a 10.000 metri cubi</p> <p>Data di inizio lavori entro il 31 dicembre 2007</p> <p>Termine lavori entro i tre anni successivi</p>
		<b>352</b>	Istituzione Fondo per il finanziamento degli edifici ad altissima efficienza di cui al comma dotato di 45 milioni di euro		

	<b>Apparecchiature elettriche</b>	<b>353</b>	Sostituzione di frigoriferi, congelatori e loro combinazioni con analoghi apparecchi di classe energetica non inferiore ad A+	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 20% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di € 200 per ciascun apparecchio, in un'unica rata	Intervento da realizzarsi entro il 31 dicembre 2007
--	-----------------------------------	------------	---	---	---

		<b>Intervento</b>	<b>Incentivo</b>	<b>Ulteriori condizioni</b>	
<b>Settore Terziario</b>	<b>Illuminazione</b>	<b>354</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sostituzione, negli ambienti interni, di apparecchi illuminanti con altri ad alta efficienza energetica maggiore o uguale al 60%</li> <li>- Sostituzione, negli ambienti interni, di lampade ad incandescenza con lampade fluorescenti di classe A purché alloggiati in apparecchi illuminanti ad alto rendimento ottico, maggiore o uguale al 60%</li> <li>- Sostituzione negli ambienti esterni di apparecchi illuminanti dotati di lampade a vapori di mercurio con apparecchi illuminanti ad alto rendimento ottico, maggiore o uguale all'80%, dotati di lampade a vapori di sodio ad alta o bassa pressione o di lampade a ioduri metallici</li> <li>- Azione o integrazione, in ambienti interni o esterni di regolatori del flusso luminoso</li> </ul>	Deduzione dal reddito d'impresa pari al 36% dei costi sostenuti	Interventi da realizzarsi nei due periodi di imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2006

		<b>Intervento</b>	<b>Incentivo</b>	<b>Ulteriori condizioni</b>	
<b>Settore Industriale</b>	<b>Motori elettrici</b>	<b>358</b>	<p>Acquisto e installazione di motori ad elevata efficienza di potenza elettrica compresa tra 5 e 90 kW</p> <p>Sostituzione di motori esistenti con motori ad elevata efficienza di potenza elettrica compresa tra 5 e 90 kW</p>	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 20% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di € 1500 per motore, in un'unica rata	Intervento da realizzarsi entro il 31 dicembre 2007
	<b>Inverter</b>	<b>359</b>	Acquisto e installazione di variatori di velocità (inverter) su impianti con potenza elettrica compresa tra 7,5 e 90 kW	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 20% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di € 1500 per motore, in un'unica rata	Intervento da realizzarsi entro il 31 dicembre 2007

<b>Fondi</b>	<b>Edifici</b>	<b>352</b>	Costituzione di un Fondo per il finanziamento degli edifici ad altissima efficienza di cui al comma dotato di 45 milioni di euro
	<b>Efficienza energetica e riduzione costi fornitura per finalità sociali</b>	<b>362</b>	Costituzione di un Fondo da utilizzare a copertura di interventi di efficienza energetica e riduzione costi fornitura energetica per finalità sociali. Il Fondo è finanziato, nei limiti di 100 milioni di euro annui, tramite il maggior gettito fiscale derivante dall'IVA sui prezzi di carburanti e combustibili di origine petrolifera in relazione ad aumenti del costo del petrolio greggio rispetto al valore di riferimento previsto nel DPEF per gli anni 2007-2011. Per il triennio 2007-2009 il Fondo ha una dotazione iniziale di 50 milioni di euro annui
	<b>Competitività e sviluppo</b>	<b>841</b>	Costituzione di un Fondo per la competitività e lo sviluppo per il finanziamento di misure di sostegno all'innovazione industriale, il cui budget è costituito: 1) risorse residue del Fondo istituito dal comma 3 dell'art. 60 della legge 289/2002 e del Fondo di cui all'art. 52 della legge 448/1998, entrambi abrogati; 2) 300 milioni di euro per il 2007 e 360 milioni di euro per ciascuno degli anni 2008 e 2009; 3) risorse assegnate dal Cipe nell'ambito del riparto del Fondo per le aree sottoutilizzate per gli interventi da realizzarsi in tali aree. Il Fondo è dedicato ad assicurare la continuità degli interventi previsti dalla normativa in vigore e a finanziare i progetti di innovazione industriale individuati nell'ambito delle aree tecnologiche dell'efficienza energetica, della mobilità sostenibile, delle nuove tecnologie della vita, delle nuove tecnologie per il <i>made in Italy</i> e delle tecnologie innovative per i beni e le attività culturali
	<b>Riduzione emissioni gas serra</b>	<b>1110 - 1115</b>	Istituzione di un Fondo rotativo per il finanziamento delle misure finalizzate all'attuazione del Protocollo di Kyoto e previste dalla delibera CIPE 123 del 19 dicembre 2002 e s.m.i. Per il triennio 2007-2009 sono finanziate prioritariamente con 200 milioni di euro l'anno, le seguenti misure: <ul style="list-style-type: none"> <li>- microcogenerazione diffusa ad alto rendimento</li> <li>- impianti alimentati a fonti rinnovabili di piccola taglia</li> <li>- sostituzione motori elettrici industriali con potenza superiore a 45 kW con motori ad alta efficienza</li> <li>- incremento dell'efficienza negli usi finali dell'energia nei settori civile e terziario</li> <li>- eliminazione emissioni di protossido d'azoto dai processi industriali</li> <li>- progetti pilota di Ricerca e sviluppo di nuove tecnologie e di nuove fonti di energia a basse emissioni o ad emissioni zero</li> </ul>
	<b>Sviluppo sostenibile</b>	<b>1124 - 1125</b>	Istituzione di un Fondo per lo Sviluppo sostenibile per finanziare progetti per la sostenibilità ambientale di settori economico-produttivi o aree geografiche, l'educazione e l'informazione ambientale e progetti internazionali per la cooperazione ambientale sostenibile. Risorse del Fondo per gli anni 2007-2009: 25 milioni di euro annui. Misure prioritarie da finanziare attraverso decreto ministeriale



		<b>Intervento</b>	<b>Incentivo</b>	<b>Ulteriori condizioni</b>	
<b>Settore Trasporti</b>	<b>autoveicoli</b>	<b>224 -214</b>	Incentivi a favore dell'efficienza energetica, nonché della sostenibilità ambientale dei veicoli	Contributi vari in conto capitale	
	<b>Biocarburanti e filiere energetiche</b>	<b>367</b>	Revisione degli obiettivi indicativi nazionali di immissione in consumo di biocarburanti e altri carburanti rinnovabili	a) entro il 31 dicembre 2005: 1,0% b) entro il 31 dicembre 2008: 2,5% c) entro il 31 dicembre 2010: 5,75%	I biocarburanti incentivati sono il biodiesel, il bioetanolo e i suoi derivati, l'ETBE e il bioidrogeno
		<b>368</b>	Innalzamento quota minima di biocarburanti e altri carburanti rinnovabili da immettere in consumo	dall'1% (2007) al 2% (dal 2008 in poi)	
		<b>371</b>	Ell'ambito di un Programma nazionale con decorrenza dal 1° gennaio 2007 al 31 dicembre 2010, riduzione dell'accisa sul biodiesel destinato ad essere impiegato in autotrazione in miscela con il gasolio	Riduzione del 20% rispetto a quella applicata al gasolio usato come carburante.	Limite di un contingente annuo di 250.000 tonnellate
		<b>372</b>	Riduzione accisa sul bioetanolo derivato da prodotti di origine agricola	Euro 289,22 per 1000 litri	
			Riduzione accisa sull'ETBE derivato da alcole di origine agricola	Euro 298,92 per 1000 litri	



## **CAPITOLO 8**

### **I BIOCARBURANTI**

Negli ultimi anni, sull'onda dei continui aumenti del prezzo del petrolio e del riacutizzarsi dei problemi ambientali legati all'uso pressoché esclusivo dei combustibili fossili nel settore dei trasporti, si è assistito ad una crescente ripresa di interesse per la produzione e utilizzazione, anche nel nostro Paese, dei cosiddetti "biocarburanti", carburanti liquidi o gassosi ottenuti da processi di trasformazione chimica o biologica di biomasse di varia natura (prodotti agricoli, residui e reflui agroindustriali e zootecnici ecc.).

La produzione di biocarburanti rappresenta in molti paesi europei ed extraeuropei una realtà diffusa e consolidata da molti anni, ed alimenta un mercato in continua espansione. I motivi che hanno portato a questa situazione sono certamente molteplici, ma è fuori di dubbio che, oltre alle motivazioni di carattere ambientale e a quelle, quanto mai attuali, legate alla sicurezza e alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico, un fattore importante è rappresentato dalle nuove prospettive che la produzione di biocarburanti apre per il settore agricolo.

Per quel che riguarda in particolare l'Unione Europea, infatti, i temi della produzione e dell'impiego dei biocarburanti rivestono un ruolo importante nella definizione della nuova politica energetica ed ambientale, e l'importanza del settore è stata riconosciuta con l'emanazione della Direttiva n. 2003/30/CE dell'8 maggio 2003, che prevedeva il raggiungimento per ogni Stato membro di obiettivi indicativi di sostituzione dei carburanti derivanti dal petrolio con biocarburanti e/o altri carburanti da fonti rinnovabili per una quota pari al 2% (sulla base del contenuto energetico) nel 2005 fino al 5,75% nel 2010.

L'Italia ha recepito questa Direttiva con il decreto legislativo n. 128 del 30 maggio 2005, stabilendo però in tale contesto obiettivi indicativi nazionali più bassi (pari rispettivamente all'1% entro il 31 dicembre 2005 e al 2,5% entro la fine del 2010), che sono stati successivamente riportati a valori sostanzialmente uguali a quelli della Direttiva Europea con la legge 11 marzo 2006, n. 81 che stabiliva l'obbligo, per i distributori di carburante che operano sul territorio nazionale, di immettere sul mercato benzina e gasolio contenenti percentuali crescenti di biocarburanti (fino al 5% nel 2010) a partire dal 1 luglio 2006.

Sia la direttiva europea, sia il decreto legislativo n. 128/2005 contengono un lungo elenco di prodotti potenzialmente utilizzabili come biocarburanti (tabella 8.1), ma, allo stato attuale della tecnologia, gli unici utilizzati su larga scala sono il biodiesel o FAME (miscela di esteri metilici di acidi grassi), generalmente prodotto a partire da oli vegetali, l'etanolo (o meglio, bioetanolo, per distinguerlo dall'alcol etilico di sintesi ottenuto per idratazione dell'etilene), ottenuto dalla fermentazione di materie prime zuccherine (canna da zucchero, barbabietola) o amidacee (mais, grano ecc.) o direttamente dalla distillazione di sottoprodotti dell'industria vinicola (vinacce e vini di bassa qualità) e il suo derivato ETBE, etere etil ter-butilico, considerato come biocarburante per il 47% in peso, corrispondente al contenuto in etanolo.

Esistono comunque alcuni esempi significativi di utilizzazione di biogas (miscela di gas con elevato contenuto di metano, prodotta dalla fermentazione anaerobica di reflui zootecnici, biomasse vegetali umide ed altri materiali organici) compresso in bombole per l'alimentazione di autobus adibiti al trasporto pubblico (Svezia, Francia), come pure di impiego di oli vegetali puri per l'alimentazione di motori diesel, opportunamente modificati, in genere di trattori e altre macchine agricole (Austria, Germania), ma si tratta in ogni caso di iniziative di dimensioni limitate e sostanzialmente a carattere dimostrativo.

Di conseguenza, le problematiche relative alla produzione industriale e al mercato dei biocarburanti a livello mondiale, europeo e nazionale sono sostanzialmente riconducibili alle due filiere bioetanolo/ETBE e biodiesel.

Tabella 8.1 - Prodotti potenzialmente utilizzabili come biocarburanti citati nella direttiva n. 2003/30/CE

Prodotto	Definizione
Bioetanolo	Etanolo ricavato dalla biomassa e/o dalla parte biodegradabile dei rifiuti, destinato ad essere usato come biocarburante
Biodiesel	Estere metilico ricavato da un olio vegetale o animale, di tipo diesel, destinato ad essere usato come biocarburante
Biogas	Gas combustibile ricavato dalla biomassa e/o dalla parte biodegradabile dei rifiuti, che può essere trattato in un impianto di purificazione onde ottenere una qualità analoga a quella del gas naturale, al fine di essere usato come biocarburante o gas di legna
Biometanolo	Metanolo ricavato dalla biomassa, destinato ad essere usato come biocarburante
Biodimetiletere	Etere dimetilico ricavato dalla biomassa, destinato ad essere usato come biocarburante
Bio-ETBE (etil ter-butil etere )	ETBE prodotto partendo da bioetanolo. La percentuale in volume di bio-ETBE calcolata come biocarburante è del 47%
Bio-MTBE (metil ter-butiletere)	Carburante prodotto partendo da biometanolo. La percentuale in volume di biocarburante nel bio-MTBE è del 36%
Biocarburanti sintetici	Idrocarburi sintetici o miscele di idrocarburi sintetici prodotti a partire dalla biomassa
Bioidrogeno	Idrogeno ricavato dalla biomassa e/o dalla frazione biodegradabile dei rifiuti, destinato ad essere usato come biocarburante
Olio vegetale puro	Olio prodotto da piante oleaginose mediante pressione, estrazione o processi analoghi, greggio o raffinato ma chimicamente non modificato, qualora compatibile con il tipo di motore usato e con i corrispondenti requisiti in materia di emissioni

Fonte: Commissione Europea, 2003

## 8.1 Il quadro internazionale: situazione attuale e prospettive di sviluppo

### 8.1.1 Filiera bioetanolo e derivati

Fra i tutti i biocarburanti attualmente in commercio, il bioetanolo rappresenta, a livello mondiale, quello più largamente utilizzato. Ciò è dovuto sostanzialmente al fatto che, rispetto al biodiesel, il suo impiego come carburante per autotrazione risale già ai primi del novecento e, più recentemente, la produzione industriale su larga scala di questo prodotto è stata avviata a partire dalla seconda metà degli anni settanta (la vendita di automobili alimentate esclusivamente ad etanolo in Brasile è iniziata nel 1979, mentre il primo programma federale per la promozione delle miscele etanolo/benzina negli Stati Uniti, *Energy Tax Act*, risale al 1980).

La produzione mondiale di etanolo ha superato nel 2005 i 36 milioni di tonnellate, con un aumento del 13% circa rispetto all'anno precedente. La maggior parte di questo etanolo viene prodotta per fermentazione di materie prime di origine agricola (bioetanolo), mentre una frazione minore - destinata quasi esclusivamente all'industria chimica per essere utilizzata come solvente ossigenato o intermedio di sintesi - si ottiene per via sintetica a partire dall'etilene.

I principali paesi produttori di etanolo sono gli Stati Uniti (12,7 Mt) e il Brasile (12,6 Mt), che utilizzano rispettivamente come principali materie prime granella di mais e canna da zucchero, seguiti nell'ordine da Cina, India e Francia (tabella 8.2).

Tabella 8.2 - Principali paesi produttori di etanolo (migliaia di tonnellate)

Paese	2004	2005
Brasile	11.912	12.623
Stati Uniti	10.556	12.733
Cina	2.879	2.998
India	1.380	1.341
Francia	654	717
Russia	591	591
Sud Africa	328	308
Regno Unito	317	275
Arabia Saudita	236	96
Spagna	236	278
Tailandia	221	236
Germania	212	340
Ucraina	197	194
Canada	182	182
Polonia	158	173
Indonesia	131	134
Argentina	125	131
Italia	119	119
Australia	99	99
Giappone	93	90
Pakistan	78	72
Svezia	78	87
Filippine	66	66
Corea del Sud	66	51
Guatemala	51	51
Cuba	48	36
Equador	36	42
Messico	27	36
Nicaragua	24	21
Mauritius	18	9
Zimbawe	18	15
Kenia	9	12
Swaziland	9	9
Altri	1.009	2.120

Fonte: Renewable Fuel Association (USA), 2006

L'industria del bioetanolo negli Stati Uniti, basata quasi esclusivamente sulla fermentazione del mais, è in rapida e costante espansione (figura 8.1) e può essere considerata, a livello mondiale, l'industria energetica con il maggior tasso di crescita negli ultimi anni. Nell'agosto 2006 poteva contare su un totale di 101 impianti, più altri 39 in fase di realizzazione, con una capacità produttiva complessiva superiore ai 14 Mt/anno<sup>1</sup>. È importante notare che il 40% circa di tale capacità produttiva è di proprietà dei produttori agricoli e/o delle loro associazioni.

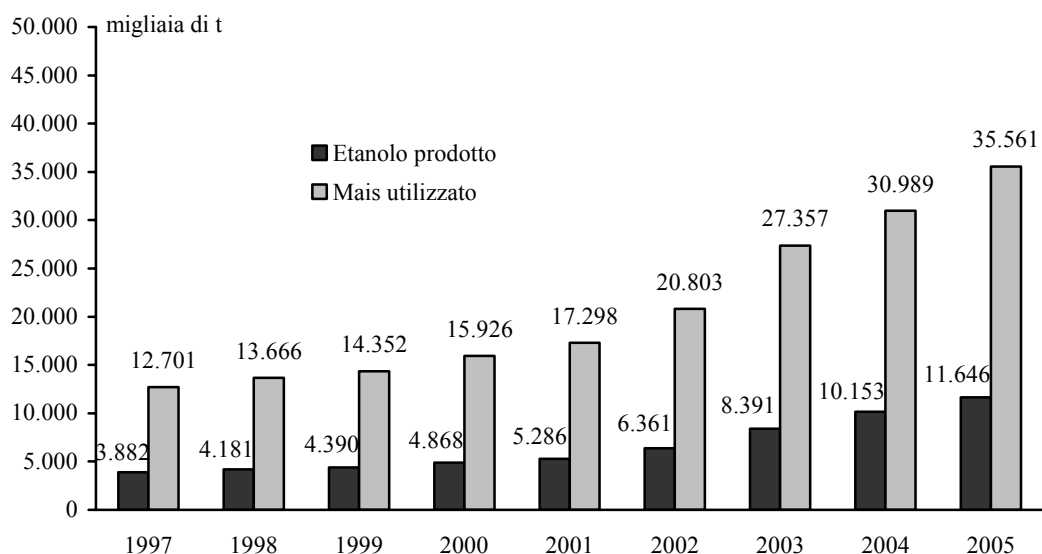
Il bioetanolo viene impiegato per la maggior parte sotto forma di etanolo anidro, come additivo della benzina nella percentuale massima del 10% in volume (gasohol), e la benzina così additivata rappresenta il 40% circa del totale consumato annualmente. Il bioetanolo copre pertanto attualmente negli USA il 3% circa dei consumi di carburanti per autotrazione.

Per quel che riguarda il Brasile, il bioetanolo rappresenta il 16,9% dei consumi nazionali di carburanti, con percentuali di impiego quasi uguali (rispettivamente 8,5 e 8,4%) sia per l'etanolo anidro, utilizzato in miscela con la benzina fino al 22% in volume, sia per l'etanolo idratato (95-96% in peso), impiegato direttamente per l'alimentazione di veicoli specificamente costruiti per utilizzare questo carburante. L'industria brasiliana dell'etanolo, che utilizza come materia prima la canna da zucchero, è strettamente interconnessa con quella saccarifera e, di conseguenza, la maggior parte degli impianti produttivi (261 su un totale di 339 attivi nel 2005) sono al tempo stesso distillerie e zuccherifici<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Fonte: Kansas Ethanol (USA), 2006

<sup>2</sup> Fonte: Brazilian Ministry of External Relations, Department of Energy, 2006

Figura 8.1 - Produzione di bioetanolo negli USA. Anni 1997-2005

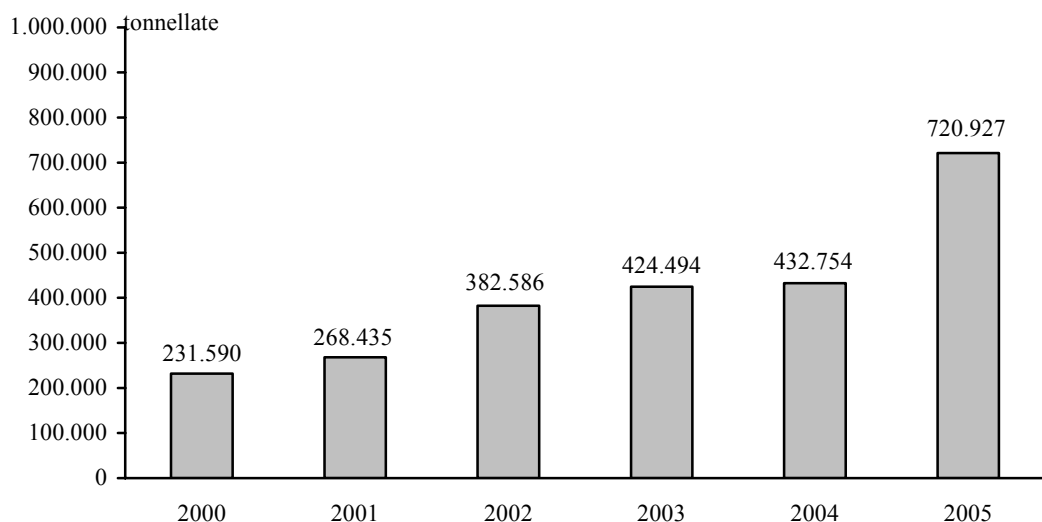


Fonte: elaborazione ENEA su dati Kansas Ethanol (USA), 2006

Nell'Unione Europea, a differenza di quanto avviene a livello mondiale, il bioetanolo rappresenta solo il 18,5% della produzione totale di biocarburanti (3,9 Mt nel 2005)<sup>3</sup>, mentre la parte più consistente (81,5%) è costituita dal biodiesel.

Diversamente dal biodiesel, le statistiche relative alla produzione di bioetanolo risentono, a livello europeo, di un discreto margine di incertezza dovuto al fatto che parte di questa produzione deriva dalla distillazione obbligatoria di eccedenze vinicole e/o dal cambio di destinazione di quantitativi anche rilevanti di alcol etilico originariamente prodotto per usi alimentari (bevande alcoliche ecc.). In ogni caso, tutte le fonti riportano un sensibile incremento nella produzione europea di bioetanolo nel 2005 (circa 721.000 t) rispetto al 2004, come mostrato in figura 8.2, e tale incremento (+70,5%, rispetto ad un incremento medio del 12,8% annuo nel periodo 2000-2004) è riconducibile a tutti gli effetti alla crescente richiesta di bioetanolo per autotrazione.

Figura 8.2 - Produzione di bioetanolo nei paesi dell'Unione Europea. Anni 2000-2005



<sup>3</sup> Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006

Tabella 8.3 - Principali paesi produttori di bioetanolo nell'Unione Europea. Anni 2004-2005 (inclusa la produzione da alcool proveniente dalla distillazione di eccedenze vinicole)

Paese	Produzione annua di bioetanolo (tonnellate)	
	2004	2005
Spagna	202.354	240.000
Svezia	56.529	130.160
Germania	20.000	120.000
Francia	80.887	99.780
Polonia	38.270	68.000
Finlandia	3.768	36.800
Ungheria	-	11.840
Lituania	-	6.296
Paesi Bassi	11.146	5.971
Repubblica Ceca	-	1.120
Lettonia	9.800	960
<b>Totale UE 25</b>	<b>422.754</b>	<b>720.927</b>

Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006

I principali paesi produttori sono nell'ordine Spagna, Svezia, Germania - dove la produzione nel 2005 è aumentata di ben 6 volte rispetto all'anno precedente - e Francia, (tabella 8.3), e le materie prime utilizzate sono in parte prodotte sul territorio europeo (cereali, barbabietola, vino e vinacce) e in parte (melasso di canna) importate da Paesi terzi.

I maggiori produttori di bioetanolo in Europa sono, per la contiguità delle produzioni, gruppi industriali del settore saccarifero e della distillazione. Il più importante in assoluto è la società spagnola Albengoa, con una capacità produttiva installata pari a 345.800 t/anno, seguita dalle tedesche Sauter e Südzucker e dal gruppo francese Cristal Union (tabella 8.4).

Tabella 8.4 - Capacità produttiva stimata dei principali produttori di bioetanolo in Europa

Produttore	Paese	Capacità produttiva stimata (t/anno)
Albengoa	Spagna	345.800
Sauter	Germania	245.000
Südzucker	Germania	205.000
Cristal Union	Francia	95.000
Sekab	Svezia	79.300
Brasco	Portogallo	79.300
Tereos	Francia	39.650
Cargill	Portogallo	39.650
Agroetanol	Svezia	39.650
Kraul & Wilkening u. Stelling	Germania	23.790
Saint Louis Sucre	Francia	11.900
<b>Totale</b>		<b>1.204.040</b>

Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006

La differenza più evidente fra la situazione europea e quella degli Stati Uniti e, più in generale, americana, consiste nelle modalità di impiego dell'etanolo. Infatti, anche se la legislazione europea permette di miscelare direttamente l'etanolo alla benzina - nella misura massima del 5% in volume - esiste un orientamento generale verso l'uso dell'etanolo sotto forma di ETBE, etere etil ter-butilico, ottenuto per sintesi catalitica da etanolo ed isobutene.

La ragione di tale scelta risiede nel fatto che, rispetto agli alcoli, gli eteri (ETBE e prodotti di sintesi simili per struttura e proprietà come l'MTBE, etere metil ter-butilico, o il TAME, etere metil ter-amilico) presentano minori problemi di compatibilità con le benzine perché non danno luogo a fenomeni di smiscelazione in presenza di acqua e non formano

azeotropi volatili con gli idrocarburi leggeri, e sono quindi preferiti dai produttori/distributori di carburante, che li utilizzano come additivi nella formulazione delle benzine per la capacità di aumentarne il numero di ottano.

Di conseguenza, la maggior parte dell'etanolo utilizzato come additivo della benzina nell'Unione Europea viene immesso al consumo come ETBE, mentre l'etanolo puro è utilizzato soprattutto per l'alimentazione di veicoli "flexifuel", progettati per utilizzare miscele ad elevato tenore di alcol (85% in volume nella miscela nota come E85, già distribuita in rete in Svezia) o altri mezzi appositamente modificati per l'uso di questo carburante.

Anche se l'ETBE viene preso in considerazione in quanto additivo ossigenato della benzina, e non come un vero e proprio carburante di sostituzione, la definizione di "biocarburante" è comunque da ritenersi corretta, in quanto l'etanolo presente nell'ETBE, che ne costituisce la componente rinnovabile nella percentuale del 47% in peso sul totale, sostituisce effettivamente una certa quantità di combustibile fossile (4-6% in peso a seconda della percentuale di aggiunta dell'etere).

La produzione industriale dell'ETBE può essere - ed è in qualche caso - effettuata negli stessi impianti che producono MTBE e/o altri eteri simili (più di 50 impianti in funzione in Europa nel 2004, con una capacità produttiva stimata annua di 3 Mt). Esistono comunque diversi impianti specificamente dedicati alla produzione di ETBE, di cui si riportano in tabella 8.5 la localizzazione e la capacità produttiva.

Nel corso del 2005 sono state prodotte nell'Unione Europea 1.940.000 t di ETBE, corrispondenti alla trasformazione di 965.000 t di etanolo, in parte di produzione europea e in parte importate<sup>4</sup>.

Tabella 8.5 - Capacità produttiva e localizzazione dei principali impianti europei per la produzione di ETBE

Paese	Località	Capacità produttiva (t/anno)
Finlandia	Porvoo	94.000
Francia	Dunkerque	65.000
	Feyzin	82.000
	Gonfreville	59.000
Germania	Karlsruhe	163.000
	Schwedt	160.000
	Vohburg	37.000
Italia	Gela	45.000
	Sarroch	236.000
Polonia	Plock	120.000
Portogallo	Sines	50.000
Spagna	Algeciras	53.000
	Bilbao	74.000
	Huelva	50.000
	La Coruna	50.000
	Puertollano	45.000
	Tarragona	143.000
<b>Totale</b>		<b>1.526.000</b>

Fonte: EFOA - European Fuel Oxygenates Association, 2006

La crescente richiesta di bioetanolo da parte del mercato americano e, anche se in misura minore, europeo e di altri paesi (come il Giappone, dove è stato siglato alla fine del 2005 un accordo commerciale con la compagnia brasiliana Petrobras per l'acquisto di etanolo da utilizzare come additivo ossigenato, con l'obiettivo di arrivare a sostituire fino al 3% della benzina distribuita sul proprio territorio), ha incrementato fortemente negli ultimi anni il commercio internazionale di questo prodotto, che vede attualmente come maggiore esportatore il Brasile (16% della produzione totale del 2005 destinato all'esportazione<sup>5</sup> e gli Stati Uniti come principale importatore.

<sup>4</sup> Fonte: EFOA, 2006

<sup>5</sup> Fonte: Brazilian Ministry of External Relations, Department of Energy, 2006



È interessante notare che, seguendo l'esempio brasiliano, anche alcuni paesi dell'America centrale hanno iniziato da qualche anno a produrre etanolo per l'esportazione, soprattutto negli Stati Uniti (tabella 8.6).

Tabella 8.6 – Importazione annua di bioetanolo negli Stati Uniti. Anni 2002-2005 (kt)

Paese di provenienza	2002	2003	2004	2005
Brasile	0	0	270	93
Costarica	36	44	76	100
El Salvador	13	21	17	71
Giamaica	87	117	109	108
Trinidad & Tobago	0	0	0	30
<b>Totale</b>	<b>136</b>	<b>182</b>	<b>477</b>	<b>403</b>

Fonte: Renewable Fuel Association (USA), 2006

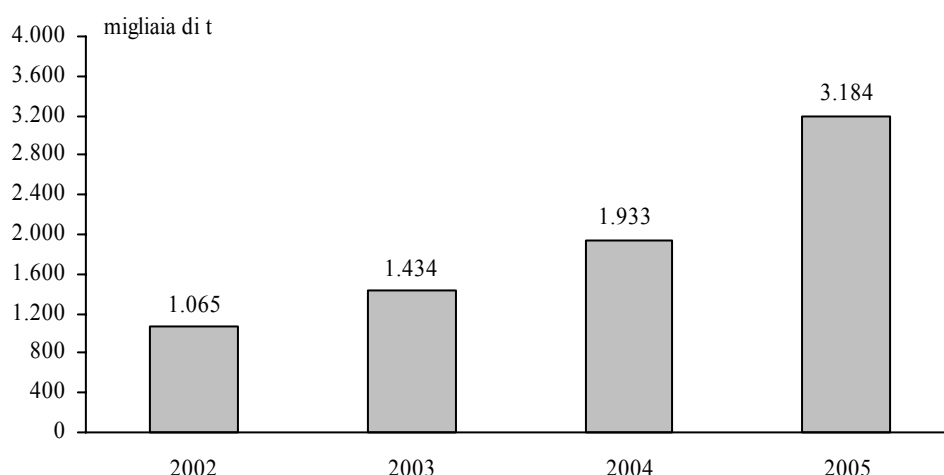
Per quel che riguarda in particolare l'Unione Europea, pur non esistendo dati relativi all'importazione di etanolo da utilizzare come biocarburante, si evidenzia una crescita rilevante delle importazioni totali di etanolo, di diversa tipologia e qualità, che passano da una media di 1.447.839 hl/anno (circa 114.000 t/anno) nel triennio 1999-2001 a 2.564.226 hl/anno (più di 200.000 t/anno) in quello successivo, con un incremento maggiore del 77%. Nel triennio 2002-2004 i principali paesi fornitori sono stati nell'ordine Brasile (649.640 hl/anno), Pakistan (501.745 hl/anno) e Guatemala (223.782 hl/anno)<sup>6</sup>.

### **8.1.2 Filiera biodiesel**

Come si è detto precedentemente, il biodiesel è il biocarburante maggiormente diffuso nei paesi europei, e la sua produzione industriale è concentrata quasi esclusivamente nel nostro continente. L'industria europea del biodiesel è in costante crescita (figura 8.3), di pari passo con la continua espansione del relativo mercato, al punto che la produzione ha registrato nel 2005 un incremento del 65% rispetto a quella dell'anno precedente, arrivando a quasi 3,2 milioni di tonnellate. I principali paesi produttori sono nell'ordine Germania, Francia e Italia (che, con una produzione di 396.000 t, ha rappresentato nel 2005 il 12% circa del totale), ma ben 10 paesi su 25 dell'Unione Europea presentano produzioni industriali superiori alle 50.000 tonnellate nel 2005 e, relativamente alla capacità produttiva per l'anno 2006, le stime disponibili indicano un numero di paesi ancora maggiore. I dati relativi alla produzione di biodiesel nella UE per gli anni 2002-2005 e alla capacità produttiva stimata per il 2006 (con un margine di errore pari a +/- 5%) sono riportati nella tabella 8.7.

<sup>6</sup> Fonte: Commissione Europea, febbraio 2006

Figura 8.3 - Produzione di biodiesel nell'Unione Europea. Anni 2002-2005



Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006

Tabella 8.7 - Produzione di biodiesel nei paesi dell'Unione Europea. Anni 2002-2005

Paese	Produzione annua di biodiesel (kt)				Capacità produttiva stimata (kt)
	2002	2003	2004	2005	2006
Germania	450	715	1.35	1.669	2.681
Francia	366	357	348	492	775
Italia	210	273	320	396	857
Repubblica Ceca	-	-	60*	133	203
Polonia	-	-	-	100	150
Austria	25	32	57	85	134
Slovacchia	-	-	15	78	89
Spagna	-	6	13	73	224
Danimarca	10	40	70*	71	81
Regno Unito	3	9	9	51	445
Slovenia	-	-	-	8	17
Estonia	-	-	-	7	20
Lituania	-	-	5	7	10
Lettonia	-	-	-	5	8
Grecia	-	-	-	3	75
Malta	-	-	-	2	3
Belgio	-	-	-	1	85
Cipro	-	-	-	1	2
Portogallo	-	-	-	1	146
Svezia	1	1	1,4	1	52
<b>Totale</b>	<b>1.065</b>	<b>1.434</b>	<b>1.933,4</b>	<b>3.184</b>	<b>6.069</b>

\* margine di errore +/- 10%

Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006

Le materie prime impiegate per la produzione di biodiesel sono essenzialmente oli vegetali (in primo luogo colza - all'origine della sigla RME, *Rapeseed Methyl Ester*, con la quale viene a volte indicato il prodotto - girasole, soia e palma), ma anche grassi animali provenienti dall'industria di macellazione e lavorazione delle carni e, in qualche caso, oli esausti di recupero provenienti da industrie alimentari, ristorazione collettiva o raccolta differenziata da utenze domestiche.

In realtà, infatti, il termine biodiesel è puramente convenzionale, in quanto il prodotto viene correttamente definito come FAME (Fatty Acid Methyl Ester) e la normativa che ne stabilisce caratteristiche e modalità di impiego non indica a priori quali debbano essere le materie prime di provenienza.

Di conseguenza, le industrie che producono biodiesel utilizzano di solito un mix di diverse materie prime (anche se il costituente principale è quasi sempre l'olio di colza), opportunamente bilanciato in modo da arrivare ad un prodotto finale rispondente agli standard richiesti per la commercializzazione nei paesi dell'Unione Europea.

A differenza di quanto avviene per l'etanolo nei riguardi della benzina, il biodiesel è un prodotto con caratteristiche chimico-fisiche molto simili a quelle del gasolio e può quindi essere mescolato con quest'ultimo in qualsiasi percentuale o utilizzato puro per l'alimentazione degli autoveicoli diesel senza che questo richieda l'adozione di particolari precauzioni, tranne che nei veicoli più vecchi che possono presentare qualche problema di incompatibilità di guarnizioni e/o componenti in plastica dei sistemi di alimentazione, che rischierebbero di essere danneggiati dal contatto con il biodiesel a causa dell'elevato potere solvente di quest'ultimo nei riguardi di alcuni polimeri organici.

Partendo comunque dal presupposto di favorire l'impiego diffuso del biodiesel, evitando al tempo stesso qualsiasi problema per i veicoli che si trovano ad utilizzare questo prodotto, le normative in vigore in diversi paesi europei, Italia compresa (decreto legislativo n. 128/2005 e disposizioni successive) fissano il limite massimo del 5% di aggiunta nel gasolio per l'immissione delle miscele gasolio/biodiesel alla libera distribuzione presso le stazioni di servizio della rete stradale e autostradale, mentre le miscele con tenori di biodiesel più elevati e biodiesel puro possono essere utilizzati solo su veicoli di flotte, pubbliche o private, previa omologazione degli stessi o, se distribuite in rete, da dispositivi di rifornimento che indichino chiaramente la natura del carburante erogato. L'esempio più rilevante di distribuzione di biodiesel puro, mediante apposite colonnine, nelle comuni stazioni di rifornimento stradali è rappresentato dalla Germania (e, in misura minore, dall'Austria), dove è ormai presente una rete di distribuzione capillare che rende disponibile questo biocarburante per tutti gli utenti intenzionati a farne uso.

Le tecnologie di produzione del biodiesel sono relativamente semplici e le rese di conversione molto alte (> 90%). Le grandi dimensioni degli impianti e il notevole livello di automazione delle operazioni garantiscono una qualità elevata e costante dei prodotti e consentono una certa flessibilità di impiego di diverse materie prime.

Per quel che riguarda le fonti di approvvigionamento delle materie prime, è difficile reperire dati attendibili in quanto il mercato degli oli vegetali no-food è strettamente connesso a quello degli oli alimentari, con possibili passaggi dall'uno all'altro di partite utilizzate per finalità diverse da quelle per cui erano state prodotte e/o vendute.

Alcuni dati sulla produzione mondiale di oli vegetali negli ultimi anni, con l'indicazione dei principali paesi produttori, sono riportati in tabella 8.8.

Tabella 8.8 - Produzione mondiale di oli vegetali. Anni 2002-2004 (dal 1 luglio di un anno al 30 giugno del successivo)

Olio	Paese	Produzione annua (kt)	
		2003/2004	2002/2003
<b>Soia</b>	USA	7,7	8,4
	Brasile	5,6	5,3
	Argentina	4,7	4,4
	Cina	4,6	4,7
	Canada	2,6	3,0
	UE	2,6	3,0
	Altri	3,0	2,2
	<b>Totale</b>	<b>30,8</b>	<b>31,0</b>
<b>Palma</b>	Malesia	13,8	13,4
	Indonesia	11,4	10,3
	Altri	4,6	4,2
	<b>Totale</b>	<b>29,8</b>	<b>27,9</b>
<b>Colza</b>	UE	4,4	4,2
	Cina	4,1	3,7
	India	2,0	1,3
	Canada	1,4	1,0
	Altri	2,4	2,4
	<b>Totale</b>	<b>14,3</b>	<b>12,4</b>
<b>Girasole</b>	Ue	2,0	1,8
	Russia	1,7	1,4
	Argentina	1,2	1,4
	Ucraina	1,4	1,3
	Altri	3,3	2,8
	<b>Totale</b>	<b>9,6</b>	<b>8,7</b>
<b>Altri</b>		<b>15,0</b>	<b>14,6</b>
<b>Totale</b>		<b>99,5</b>	<b>94,6</b>

Fonte: OilWorld, Amburgo (Germania), 2005

Gli oli vegetali impiegati in Europa per la produzione del biodiesel provengono per la maggior parte, specie per quel che riguarda colza e girasole, da paesi UE o dell'Est Europa, e per il resto da paesi extra-europei, in particolare per quel che riguarda l'olio di palma, importato principalmente da Malesia e Indonesia.

A tale proposito, è però opportuno sottolineare come l'olio di palma rappresenti comunque una componente minore del mix di materie prime utilizzate dall'industria europea del biodiesel (circa 30.000 t nel 2005), e che tale uso non può in alcun modo essere considerato responsabile dei fenomeni di deforestazione e degrado ambientale verificatisi nei citati paesi del Sud-Est asiatico. A puro titolo di riferimento, la produzione mondiale di olio di palma è cresciuta di circa 10 milioni di tonnellate fra il 2001/2002 e il 2005/2006, e tale crescita è da imputare per la quasi totalità all'aumentata richiesta da parte del mercato alimentare, e non certo alla produzione di biodiesel<sup>7</sup>.

Il maggiore produttore europeo di biodiesel è la Società francese Diester, che ha iniziato la propria attività nel 1993 e possiede diversi stabilimenti, con una capacità produttiva complessiva pari a circa 500.000 t/anno nel 2005, che dovrebbe essere portata a 960.000 t/anno entro la fine del 2008. Gli altri principali produttori sono il gruppo americano ADM (Archer Daniels Midland Company) e alcune società tedesche e italiane (tabella 8.9).

<sup>7</sup> Fonte: Commissione Europea - Biofuels Progress Report, gennaio 2007

Tabella 8.9 - Capacità produttiva stimata dei principali produttori di biodiesel in Europa

Produttore	Paese	Capacità produttiva stimata (t/anno)
Diester Industrie	Francia	500.500
ADM	USA	420.000
Novaoil	Italia	250.000
Mitteldeutsche Umesterungs Werke - MUW	Germania	180.000
Fox Petroli	Italia	150.000
Campa Biodiesel GmbH	Germania	120.000
Bio-Olwerk Magdeburg	Germania	100.000
EOP Biodiesel	Germania	325.000

Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006

La situazione è comunque in rapida evoluzione perché tutti i principali operatori del settore stanno attualmente potenziando i propri impianti e realizzandone di nuovi per rispondere al prevedibile aumento della richiesta di biodiesel conseguente all'applicazione della Direttiva Europea n. 30/2003, mentre continuano ad affacciarsi sul mercato sempre nuovi produttori.

Fuori dell'Europa, esistono alcune produzioni limitate di biodiesel da olio di soia negli USA (dove in qualche caso si utilizzano anche oli esausti e grassi animali) e in America latina. Gli impianti attualmente in funzione sono molto più piccoli di quelli europei ed hanno ancora per la maggior parte una valenza soprattutto dimostrativa.

In Brasile erano in funzione alla fine del 2005 sette impianti industriali di piccola taglia, che utilizzavano oli vegetali di provenienza locale (per la maggior parte soia), con una capacità produttiva complessiva di circa 100.000 t/anno di biodiesel<sup>8</sup>.

Impianti industriali per la produzione di biodiesel da olio di palma o di altre specie tropicali o sub-tropicali (jatropha) sono in progetto e/o in costruzione in alcuni paesi asiatici, come Malesia ed India, nel quadro più generale di programmi governativi di incentivazione alla produzione di biocarburanti da materie prime locali.

### **8.1.3 La Direttiva Europea n. 30/2003: motivazioni strategiche e stato di attuazione**

Nei primi anni 80, l'agricoltura europea si trovò a dover fronteggiare il problema di una sovrapproduzione di cereali, causata da una politica agricola comunitaria che incentivava in primo luogo l'aumento delle produzioni, che, non più collocabile sul mercato internazionale per la presenza di concorrenti più agguerriti, rischiava di mettere in crisi l'intero comparto produttivo.

Prese allora corpo l'ipotesi di utilizzare queste materie prime - in modo del tutto analogo a quanto accadeva negli Stati Uniti con il mais e pur nella consapevolezza dei maggiori costi rispetto alla fonte fossile - per una produzione su larga scala di bioetanolo da miscelare direttamente nella benzina (nella misura del 5% in volume stabilita al termine di un lungo e faticoso negoziato fra la Commissione Europea, l'industria automobilistica e quella petrolifera) come additivo ossigenato altoottanico, anche in considerazione della necessità di dover procedere in tempi rapidi all'eliminazione degli additivi a base di piombo (l'etanolo, come d'altronde molti altri alcoli ed eteri, possiede un elevato potere antidetonante).

Tale ipotesi, sostenuta da grandi gruppi agroindustriali, fu presa in considerazione in diversi paesi, tra i quali anche l'Italia, ma la necessità di incentivi pubblici per renderla economicamente sostenibile e la scelta, da parte dei produttori di carburanti, di seguire altre vie per l'eliminazione del piombo dalla benzina, unitamente al venir meno dell'"emergenza eccedenze" in seguito all'introduzione massiccia della messa a riposo

<sup>8</sup> Fonte: Brazilian Ministry of External Relations, Department of Energy, 2006.

obbligatoria dei terreni agricoli (il cosiddetto "set-aside"), fecero sì che, in mancanza di chiare indicazioni da parte della Comunità Europea e di un reale interesse da parte delle autorità di governo dei singoli Stati membri, l'impiego delle miscele benzina/etanolo trovasse applicazione pratica solo in Francia, limitandosi in altre situazioni ad alcune iniziative a carattere dimostrativo (ad esempio, per quel che riguarda l'Italia, una estesa sperimentazione sui taxi della città di Bologna nella stagione invernale 1990-91).

La situazione oggi è profondamente diversa in quanto esiste, a livello europeo, la volontà politica di sostenere la crescita di un mercato dei biocarburanti, visti come l'unica soluzione realisticamente praticabile, per lo meno nel breve-medio termine, per ridurre la dipendenza del settore trasporti dai combustibili fossili e il conseguente contributo di tale settore alle emissioni di CO<sub>2</sub>, oltre che come una importante opportunità per la diversificazione produttiva e la crescita economica dell'intero comparto agricolo ed agroindustriale dell'Unione Europea (che, per inciso, rappresenta in termini economici il più importante settore produttivo della UE). Tale volontà ha trovato concreta attuazione nell'emanazione della già citata Direttiva 2003/30/CE, che stabiliva l'introduzione progressiva negli Stati membri della UE, a partire dal 2005, di una quota percentuale di biocarburanti e altri carburanti da fonti rinnovabili (in primo luogo idrogeno) in sostituzione di analoghi quantitativi di benzina e gasolio, fino a raggiungere nel 2010 una percentuale di sostituzione pari al 5,75% del totale (è opportuno precisare che tali percentuali di sostituzione devono essere calcolate in base all'equivalenza energetica, prendendo a riferimento il potere calorifico inferiore dei singoli carburanti, e, di conseguenza, i quantitativi di biocarburanti richiesti sono maggiori di quelli calcolati come percentuale sul totale dei consumi espresso in tonnellate).

La Direttiva 2003/30/CE stabilisce che i biocarburanti possono essere immessi sul mercato nelle seguenti forme:

- puri o in miscela con una percentuale limitata di prodotto petrolifero (ad esempio la miscela E85, costituita per l'85% da bioetanolo, utilizzata per l'alimentazione dei veicoli "flexifuel");
- in miscela con prodotti petroliferi, anche in percentuali limitate di impiego come componenti o additivi;
- come componenti di derivati di sintesi (ETBE), utilizzati a loro volta come carburanti o additivi di benzina o gasolio.

Comunque, anche prima dell'emanazione della Direttiva 2003/30/CE, i biocarburanti erano già presenti sul mercato di diversi paesi dell'Unione, con percentuali variabili a seconda dei casi, ma sempre tutto sommato marginali (figura 8.4). La Direttiva chiedeva in sostanza a tutti i paesi membri di adoperarsi per promuovere l'uso dei biocarburanti (o di altri carburanti rinnovabili), in accordo con gli obiettivi stabiliti a livello europeo, impegnandosi ad informare puntualmente la Commissione Europea sullo stato di attuazione della Direttiva stessa e, nel caso fossero stati fissati a livello nazionale obiettivi diversi da quelli indicati nella Direttiva, di motivare adeguatamente le ragioni di una simile scelta.

Gli obiettivi indicativi nazionali di sostituzione dei carburanti fossili con biocarburanti stabiliti nei diversi paesi UE per il 2005 e comunicati ufficialmente alla Commissione sono riportati in figura 8.5 (per quel che riguarda l'Italia, è riportato come obiettivo l'1%, stabilito dal decreto legislativo n. 128 del 30 maggio 2005, senza tener conto della successiva correzione contenuta nella legge 81/2006).

In realtà, questi obiettivi sono stati raggiunti solo in parte. Alla fine del 2005, infatti, solo due Paesi (Germania e Svezia con percentuali di sostituzione rispettivamente pari al 3,75 e al 2,23% del totale) avevano raggiunto e superato l'obiettivo del 2% indicato per quell'anno dalla Direttiva. Di conseguenza, la quota di mercato dei biocarburanti nell'intera Unione Europea si attestava intorno al 52% del previsto, e le stime per il 2010 (dal 2,4 al 3,9% del consumo totale di carburanti) erano decisamente lontane dal valore stabilito del 5,75%<sup>9</sup>.

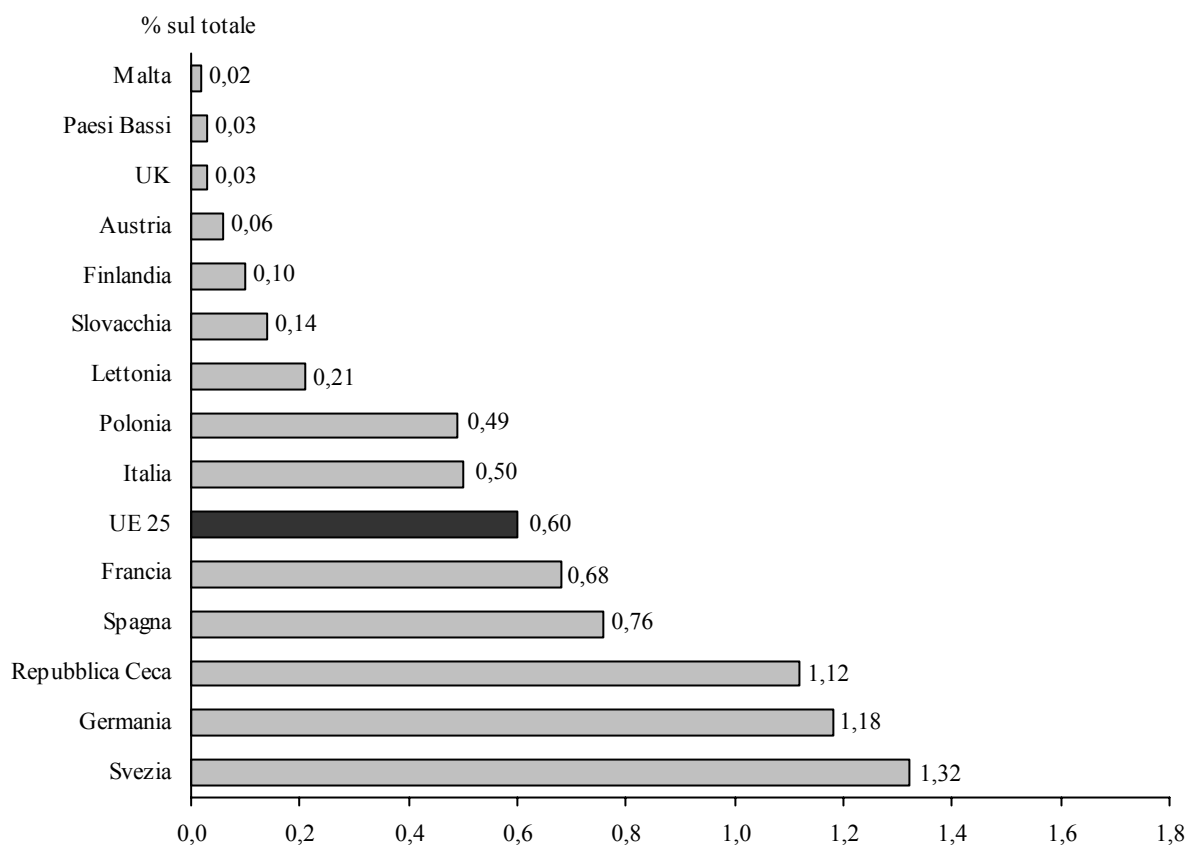
---

<sup>9</sup> Fonte: Commissione Europea - Biofuels Progress Report, gennaio 2007

Lo stato di attuazione della Direttiva 2003/30/CE è quindi ancora insoddisfacente e troppi Paesi mostrano sensibili ritardi nel raggiungimento degli obiettivi prefissati. Per ovviare a questa situazione, è probabile l'emanazione da parte della CE di disposizioni più stringenti che, seguendo l'esempio di alcuni Stati membri che hanno già introdotto l'obbligo di incorporazione dei biocarburanti nei carburanti fossili immessi al consumo sul territorio nazionale (Francia e Austria nel 2005, Slovacchia nel 2006, Repubblica Ceca, Germania, Italia e Paesi Bassi nel 2007), dovrebbero prevedere la trasformazione degli obiettivi di sostituzione da indicativi a obbligatori, con possibili sanzioni per i paesi inadempienti.

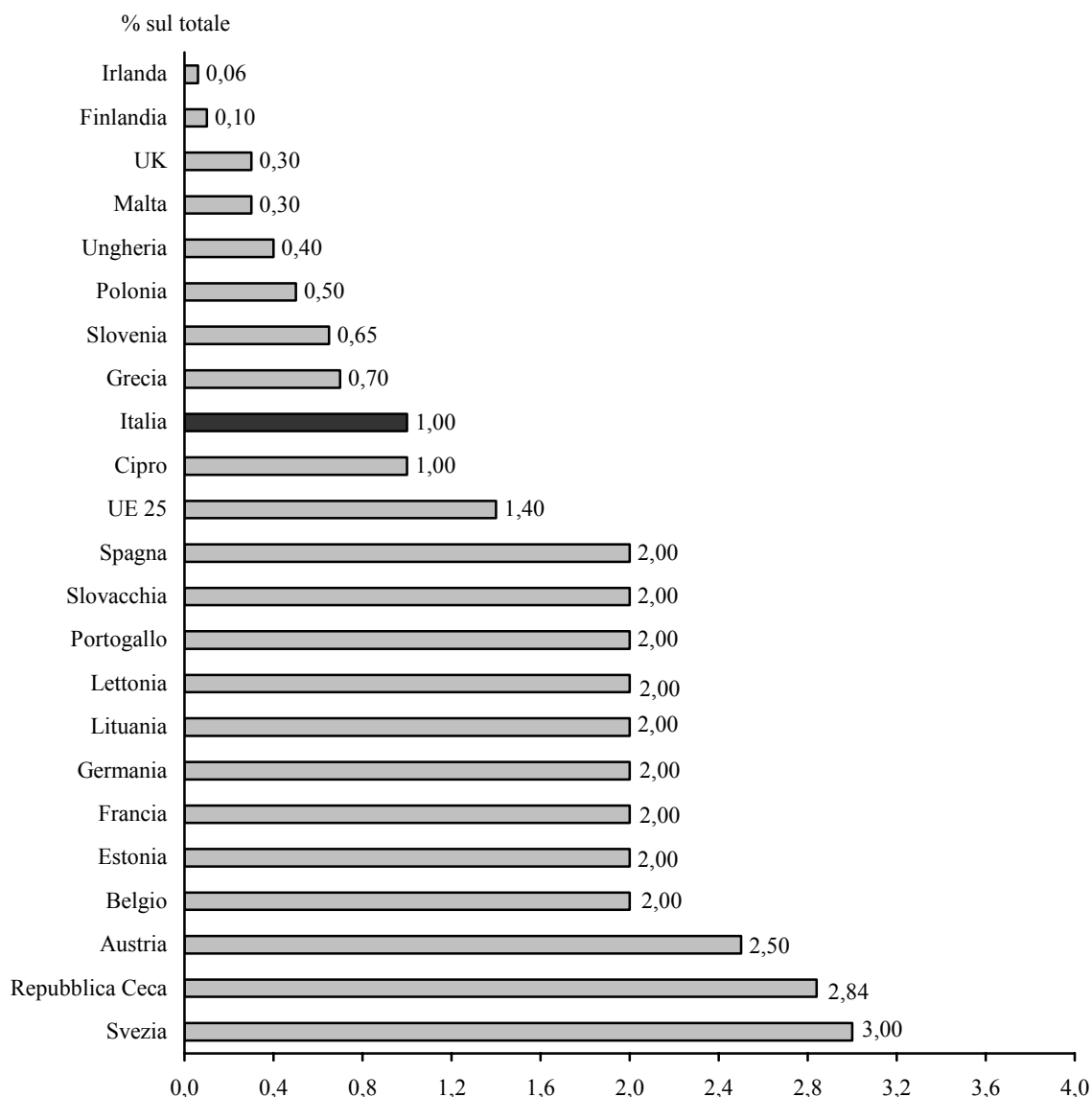
L'obiettivo di sostituire il 5,75% del totale dei carburanti utilizzati nel settore dei trasporti nella UE nel 2010 è sicuramente ambizioso, sia in termini di produzione industriale, sia per i riflessi sul sistema agricolo europeo nel suo complesso. Per quel che riguarda i quantitativi di biocarburanti da produrre (o, eventualmente, importare) si stima che, considerando la necessità di sostituire nel 2010 un quantitativo di carburanti di origine fossile pari a 18,6 milioni di t (5,75% del totale dei consumi previsti), siano necessari 24 milioni di t di biocarburanti.

Figura 8.4 - Mercato dei biocarburanti (% di sostituzione dei combustibili fossili, come equivalente energetico) nei paesi dell'Unione Europea. Anno 2003



Fonte: Commissione Europea, DG Energia e Trasporti, 2006

Figura 8.5 - Obiettivi indicativi nazionali di sostituzione dei combustibili fossili con biocarburanti (come equivalente energetico) nei paesi dell'Unione Europea. Anno 2005



Fonte: Commissione Europea, DG Energia e Trasporti, 2006

Se tutte le materie prime necessarie per produrre questi biocarburanti dovessero essere coltivate sul territorio della UE, un simile quantitativo richiederebbe un impegno di terreni agricoli pari a 15-18 milioni di ha, che rappresentano il 14-17% dell'intera superficie agricola europea (103,6 milioni di ha) nel 2006<sup>10</sup>.

È evidente che, pur considerando un sensibile incremento della superficie attualmente destinata a coltivazioni a scopo energetico (energy crops) nei diversi paesi UE (in costante aumento negli ultimi anni, fino a raggiungere 1,8 milioni di ha nel 2005, come mostrato in tabella 8.10, gli obiettivi stabiliti dalla Direttiva 2003/30/CE o altri ancora più ambiziosi potranno essere raggiunti solo ricorrendo a consistenti importazioni di materie prime e/o prodotti finiti da paesi terzi.

<sup>10</sup> Fonte: Commissione Europea, DG Agricoltura e Sviluppo Rurale, 2006



Tabella 8.10 - Superficie destinata a coltivazioni energetiche nella UE. Anni 2003-2005

Tipologia di coltura	Superfici utilizzate (milioni di ha)		
	2003 (UE 15)	2004 (UE 25)	2005 (UE 25)
Su terreni a <i>set-aside</i>	0,9	0,6	0,9
Con il sussidio per le colture energetiche	-	0,3	0,5
Senza alcun regime specifico di aiuti	0,3	0,5	0,4
<b>Totale</b>	<b>1,2</b>	<b>1,4</b>	<b>1,8</b>

Fonte: Commissione Europea, DG Agricoltura e Sviluppo Rurale, 2006

## 8.2 I biocarburanti in Italia: le possibili filiere agro-energetiche

### 8.2.1 Produzione e utilizzazione dei biocarburanti in Italia

Nel panorama europeo di produzione e utilizzazione dei biocarburanti, l'Italia si distingue per la presenza di una significativa produzione di biodiesel e per la sostanziale assenza della filiera bioetanolo.

Nel nostro paese, infatti, la produzione industriale di biodiesel è stata avviata a partire dal 1992, nell'ambito di un progetto dimostrativo europeo che riguardava solo Italia e Francia, e gli impianti oggi in funzione hanno una capacità produttiva stimata in circa 800.000-850.000 t/anno per il 2006, con previsione di incremento a 1.200.000 t/anno nel 2007, ben superiore alle produzioni attuali (396.000 t, di cui però solo poco più di 188.000 per il mercato interno, nel 2005)<sup>11</sup>.

Per favorire la nascita di un'industria e di un mercato nazionali del biodiesel, tenuto conto dei costi di produzione più elevati e del conseguente prezzo di vendita non competitivo di questo prodotto rispetto al gasolio, la soluzione finora prescelta è stata quella dell'esenzione dall'imposta di fabbricazione sui carburanti (accisa) per un determinato "contingente" di biodiesel, ripartito di anno in anno fra i diversi produttori nazionali ed europei interessati, la cui entità è variata nel tempo oscillando fra le 125.000 e le 300.000 t/anno, riportate a 200.000 t/anno con la Legge Finanziaria 2005 e a 250.000 t/anno - anche se con accisa ridotta e non più in esenzione totale - dalla Legge Finanziaria 2007.

La capacità produttiva e la localizzazione degli impianti industriali di produzione di biodiesel assegnatari di aliquote del contingente defiscalizzato sono riportati in tabella 8.11. Il fatto che gran parte di questi impianti si trovino in prossimità di porti o di grandi vie di comunicazione (svincoli autostradali, stazioni ferroviarie ecc.), è un chiaro indice della tendenza ad utilizzare prevalentemente materie prime di provenienza estera piuttosto che locale.

La mancanza di un quadro di riferimento stabile, sia per quel che riguarda la durata del regime di esenzione fiscale (la defiscalizzazione del biodiesel è stata di volta in volta giustificata nell'ambito di "progetti dimostrativi" della durata prevista di pochi anni), sia relativamente all'entità del contingente, rimessa in discussione praticamente in occasione di ogni nuova Legge Finanziaria, hanno determinato una notevole differenza fra produzione, che comprende ormai stabilmente una notevole quota per il mercato estero, e immissione al consumo per il mercato interno.

<sup>11</sup> Fonti: European Biodiesel Board / Assobiodiesel, 2006

Questa situazione, insieme al fatto che l'entità del contingente defiscalizzato si riferiva in passato al biodiesel collocato sul mercato dal 1 luglio dell'anno di riferimento al 30 giugno di quello successivo e che le quote di produzione non utilizzate in un determinato anno potessero essere ridistribuite l'anno seguente fra i soggetti che ne facevano richiesta, è probabilmente la causa principale della difficoltà di sovrapposizione e comparazione fra i dati statistici provenienti da diverse fonti relativamente ai quantitativi di biodiesel prodotti ed effettivamente utilizzati nel nostro Paese.

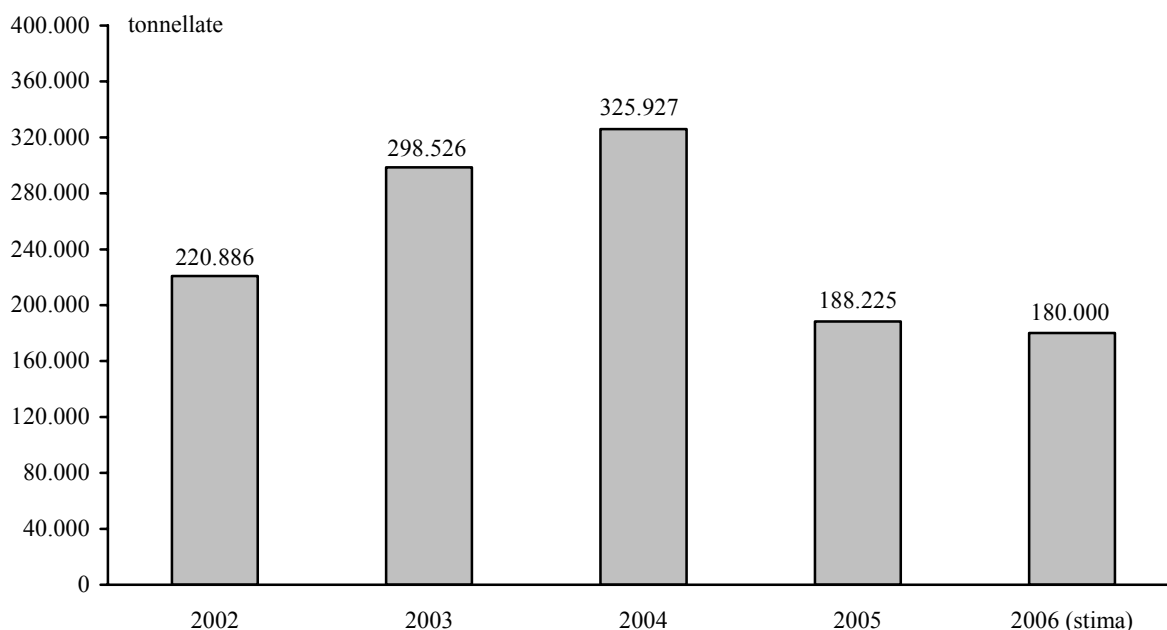
Tabella 8.11 - Localizzazione e capacità produttiva degli impianti di biodiesel assegnatari di quote del contingente di produzione esente da accisa. Anno 2006

	<b>Produttore</b>	<b>Località</b>	<b>Capacità produttiva (t/anno)</b>
1	Biodiesel Karnten Gmbh	Arnoldstain - Austria	25.000
2	Bionor Transformacion S.A.	Berantevilla - Spagna	23.000
3	Campa Biodiesel	Ochsenfurt - Germania	150.000
4	Comlube S.r.l.	Castenedolo (Brescia)	120.000
5	Diester Industrie S.a.s.	Gran Couronne (Rouen) - Francia	250.000
6	DP Lubrificanti S.r.l.	Aprilia (LT)	155.520
7	Fox Petroli S.p.A	Vasto (CH)	131.370
8	Ital Bi Oil	Monopoli (BA)	120.000
9	Mythen S.p.A	Ferrandina (MT)	200.000
10	New	Marl/Neuss - Germania	280.000
11	Novaol Austria Gmbh	Bruck/Leitha - Austria	30.000
12	Novaol S.r.l.	Livorno	250.000
13	Oil. B. S.r.l.	Solbiate Olona (VA)	200.000
14	PoliOli S.p.a	Vercelli	20.000
15	Rheinsche Bioester	Neuss -Germania	150.000
	<b>Totale</b>		<b>2.104.890</b>

Fonte: Agenzia Dogane - Roma, 2006

I quantitativi di biodiesel prodotti e immessi al consumo sul mercato italiano in regime di esenzione totale dall'accisa negli ultimi anni sono riportati nel grafico di figura 8.6.

Figura 8.6 - Produzione di biodiesel per il mercato italiano. Anni 2002-2006



Fonte: Assobiodiesel, 2006

Per quel che riguarda invece il bioetanolo, sono attualmente in fase di avvio iniziative industriali di rilevanti dimensioni per la sua produzione e trasformazione in ETBE, tenuto conto che anche per questi prodotti era già stata prevista fin dal 2001 una defiscalizzazione fino ad un tetto massimo corrispondente ad una produzione di circa 78.000 t/anno di etanolo (2005). L'assenza di una chiara normativa di riferimento per la produzione e commercializzazione di bioetanolo in esenzione di accisa, anche in conseguenza della mancata autorizzazione da parte della DG Concorrenza della CE, ha però fatto sì che nel 2005 solo 99.600 hl di etanolo importato (corrispondenti a poco più di 7.500 t di etanolo anidro) siano state effettivamente immesse sul mercato, previa anidrifcazione e trasformazione in ETBE<sup>12</sup>.

È difficile fornire una stima attendibile dell'effettiva capacità produttiva di bioetanolo da parte dell'industria nazionale della distillazione, concentrata prevalentemente nel Nord Italia. A puro titolo di riferimento, nel corso del 2005 sono stati prodotti a partire da diverse materie prime (vino, vinacce, melasso di barbabietola, cereali, frutta) 1.610.000 ettanidri (hn) di etanolo, corrispondenti a circa 127.000 t, utilizzato in parte anche come biocarburante fuori dei confini nazionali. Alcuni dati relativi alla distribuzione delle distillerie sul territorio nazionale (75 stabilimenti associati ad Assodistil - Associazione Nazionale Industriali Distillatori di Alcoli e di Acquaviti, che rappresentano circa il 95% della produzione italiana) e alla produzione di etanolo in Italia negli ultimi anni sono riportate in tabella 8.12 e figura 8.7.

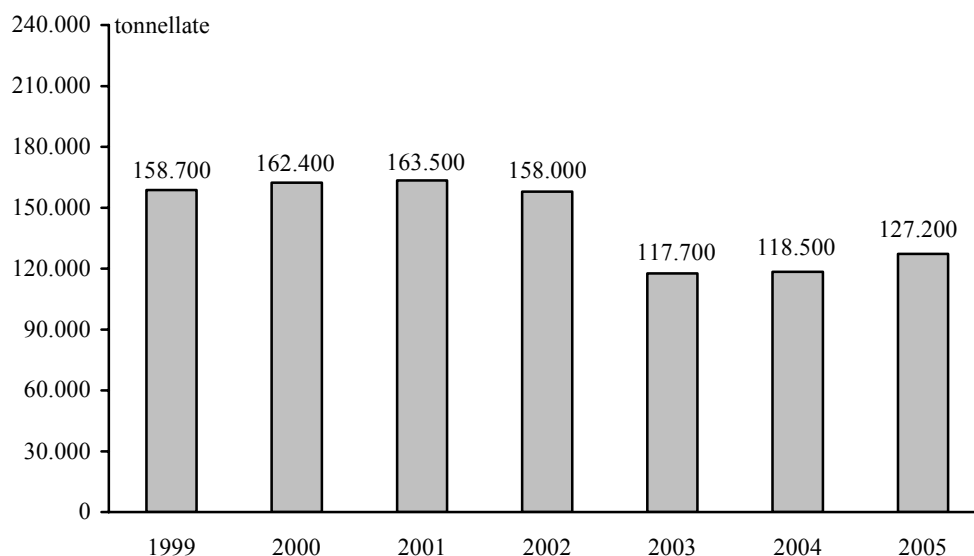
Tabella 8.12 - Italia: distribuzione delle distillerie (\*)

Regione	N. distillerie
Valle d'Aosta	-
Piemonte	11
Lombardia	8
Veneto	8
Trentino - Alto Adige	8
Friuli Venezia Giulia	7
Liguria	-
Emilia - Romagna	14
Toscana	3
Umbria	1
Marche	-
Lazio	1
Abruzzo	1
Molise	-
Campania	2
Puglia	4
Basilicata	-
Calabria	-
Sicilia	6
Sardegna	1
<b>Totale</b>	<b>75</b>

(\*) stabilimenti associati ad Assodistil  
Fonte: Assodistil, 2006

<sup>12</sup> Fonte: Assodistil, 2006

Figura 8.7 - Produzione di etanolo in Italia. Anni 1999-2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati Assodistil, 2006

Per quel che riguarda invece la capacità di produzione di etanolo anidro, utilizzabile per l'incorporazione diretta nella benzina o per la trasformazione in ETBE, questa è attualmente di circa 3.000.000 di hl/anno, suddivisi fra le Società Alcoplus (400.000 hl/anno), Silcompa (600.000 t/anno) e IMA (2.000.000 t/anno), unica azienda italiana, su un totale di 17 nella UE, ammessa finora a partecipare alle gare comunitarie per l'aggiudicazione di alcol di origine vinicola per la carburazione<sup>13</sup>.

Dal momento che l'impiego diretto dell'etanolo in miscela con la benzina pone una serie di problemi di natura tecnica, come l'aumento delle emissioni evaporative di composti organici volatili (COV) per formazione di azeotropi bassobollenti o la separazione in presenza di acqua, con perdita di capacità antidetonante della miscela, la conversione di questo prodotto in ETBE rappresenta, come si è detto, la via di gran lunga preferita dai produttori europei di carburanti per la sua utilizzazione su larga scala.

Una produzione pilota di ETBE fu avviata in Italia già nel 1992 dalla Società Ecofuel del Gruppo ENI presso il proprio impianto di Ravenna (il primo impianto al mondo a produrre industrialmente MTBE fin dal 1973), utilizzando etanolo ricavato dalla distillazione di prodotti agricoli eccedentari e immesso sul mercato dalla Comunità Europea a prezzi particolarmente favorevoli (e senza alcun legame con i reali costi di produzione) con l'unico scopo di ridurre i costi di stoccaggio di un prodotto altrimenti inutilizzato. Nei due anni successivi furono prodotte nello stesso impianto circa 100.000 tonnellate di ETBE<sup>14</sup> utilizzate per l'additivazione di benzine senza piombo distribuite dalla rete nazionale, finché la produzione non venne sospesa per l'impossibilità di reperire sul mercato etanolo a costi competitivi.

L'attuale produzione italiana di ETBE utilizza come materia prima etanolo di importazione ed è destinata per la maggior parte al mercato estero. La capacità produttiva degli impianti per la conversione di etanolo in ETBE presenti sul territorio nazionale è di circa 280.000 t/anno (corrispondenti a 131.000 tonnellate di bioetanolo), ma è opportuno ricordare che l'ETBE potrebbe essere prodotto, se necessario, anche negli impianti attualmente utilizzati per la produzione di altri eteri (MTBE e TAME), arrivando ad una capacità produttiva totale stimabile intorno alle 600.000 t/anno<sup>15</sup>.

<sup>13</sup> Fonte: Assodistil, 2006

<sup>14</sup> Fonte: Eni, 2006

<sup>15</sup> Fonte: EFOA/Lyondell, 2006

### **8.2.2 Il quadro di riferimento normativo e legislativo: modalità di impiego e mercato potenziale dei biocarburanti in Italia**

È opinione comune che l'uso dei biocarburanti comporti benefici di carattere ambientale, sia per quel che riguarda la riduzione delle emissioni inquinanti dei veicoli che li utilizzano sia, più in generale, perché sostituiscono quantitativi corrispondenti di combustibili fossili, contribuendo a ridurre la produzione di gas climalteranti, in primo luogo CO<sub>2</sub>.

Nella realtà dei fatti, pur esistendo, ad esempio, una vasta letteratura tecnico-scientifica che documenta il minor impatto ambientale dei motori endotermici e dei bruciatori per caldaie alimentati a biodiesel rispetto a quelli alimentati a gasolio, non si possono purtroppo trarre conclusioni di carattere generale valide per i diversi tipi di inquinanti, perché ogni risultato è strettamente influenzato dalle condizioni di prova: tipo di impiego, ad esempio urbano o extraurbano, tipo di motorizzazione, anzianità del motore e stato di manutenzione ecc. Analogamente, i dati relativi alle emissioni di miscele biodiesel/gasolio sono ancora insufficienti, nonostante anni di sperimentazione, per trarne conclusioni definitive, anche se è chiaro che, andando verso miscele con contenuti di biodiesel ridotti (5% o meno), le differenze rispetto al gasolio puro diventano praticamente inesistenti.

È comunque evidente che è impossibile effettuare qualunque tipo di valutazione sugli effetti ambientali e, più in generale, sulla reale "fungibilità" (termine che indica la possibilità di utilizzare indifferentemente un carburante tradizionale o un biocarburante senza avvertire differenze nelle prestazioni o subire conseguenze di alcun genere per l'autoveicolo, da parte di un comune utente che faccia rifornimento presso un distributore stradale) di un biocarburante se non si ha a che fare con un prodotto dalle caratteristiche ben definite e costanti nel tempo, cioè con un prodotto standardizzato.

L'adozione di uno standard comune di qualità da parte dei produttori industriali costituisce inoltre un presupposto indispensabile per la commercializzazione di un nuovo prodotto, come ad esempio il biodiesel, e per l'ottenimento delle necessarie garanzie per il suo impiego da parte dei costruttori di autoveicoli (o di bruciatori, se destinato al riscaldamento).

L'emanazione di una specifica normativa tecnica relativa prima alla miscelazione dell'etanolo e dei composti organici ossigenati nella benzina e, successivamente, alla standardizzazione del biodiesel, ha richiesto lunghi anni di lavoro da parte dei competenti organi tecnici nazionali ed europei, che si sono trovati più volte a fare i conti con l'accavallarsi di norme diverse e a volte contrastanti. In molti casi, l'adozione degli standard comunitari definiti dal CEN (Comitato Europeo di Normazione) ha costretto gli Enti di normazione nazionali ad abrogare o rivedere norme già emanate.

In particolare, questo si è verificato in Italia nel caso del biodiesel - per il quale le prime proposte di normazione risalgono al 1993 - le cui caratteristiche merceologiche e fiscali per l'impiego nei settori del riscaldamento (che ha assorbito fino al 2000 la quasi totalità del biodiesel venduto nel nostro Paese) e dell'autotrazione furono definite dall'UNI nel 2001 e modificate successivamente con l'adozione della normativa europea (EN 14213 e EN 14214 per quel che riguarda le caratteristiche del biodiesel ed EN 590 per le caratteristiche delle miscele gasolio/biodiesel per l'alimentazione degli autoveicoli), alla cui elaborazione ha contribuito come organo tecnico per il nostro Paese il CTI - Comitato Termotecnico Italiano.

Il biodiesel è entrato come prodotto energetico nell'ordinamento giuridico nazionale fin dal 1994 con il Testo Unico delle Accise (decreto legislativo n. 504/94) e la normativa italiana lo ha sempre assimilato in sostanza al gasolio, al punto che gli impianti di produzione, stoccaggio e distribuzione del biodiesel seguono le stesse leggi in materia di autorizzazioni, disciplina ambientale, controlli fiscali e sicurezza che si applicano agli oli minerali.

Le principali caratteristiche merceologiche e fiscali da rispettare per la commercializzazione del biodiesel in Italia sono riportate in tabella 8.13.

Tabella 8.13 - Caratteristiche merceologiche e fiscali per il biodiesel venduto in Italia

Caratteristica <sup>(1)</sup>	Unità di misura	Valore		Metodo di Prova
		Min	Max	
Metilesteri	% m/m	96,5		EN 14103
Monogliceridi	% m/m		0,80	EN 14105
Digliceridi	% m/m		0,20	EN 14105
Trigliceridi	% m/m		0,20	EN 14105
Metanolo <sup>(2)</sup>	% m/m		0,20	EN 14110
Estere metilico dell'acido linolenico <sup>(3)</sup>	% m/m		12,0	EN 14103
Numero di iodio <sup>(4)</sup>	g I <sub>2</sub> /100 g		120	EN 14111
Aspetto		Limpido		Esame visivo
<sup>(1)</sup> Le caratteristiche e i metodi di prova sono ricavati dalle norme UNI 10946 e 10947 (o loro modifiche EN14213-2002) che sostituiscono la precedente norma UNI 10635 <sup>(2) (3)</sup> Le caratteristiche non si applicano al biodiesel destinato al riscaldamento <sup>(4)</sup> Nel caso del biodiesel destinato al riscaldamento il limite è 135 g I <sub>2</sub> /100 g				

Fonte: DM 256/2003

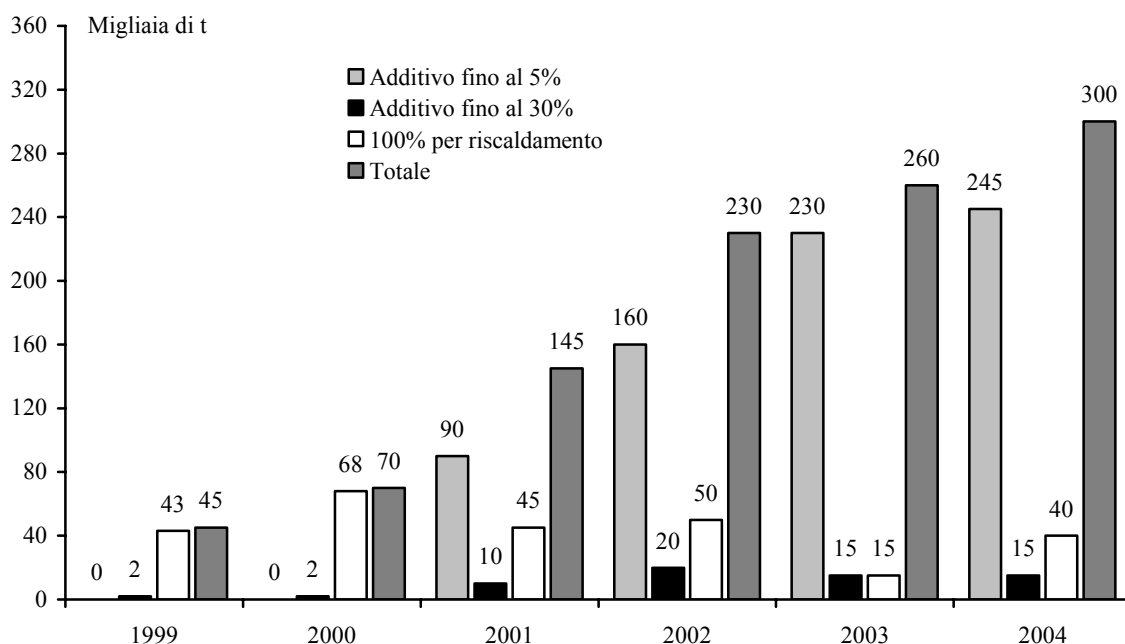
La definizione di tali caratteristiche ha ovviamente un'importanza che va ben al di là della pura e semplice prevenzione di possibili frodi, in quanto il rispetto di alcuni parametri, non tutti riportati nella tabella 8.13, ma presi comunque in considerazione dalle norme CEN, risulta critico per assicurare la piena compatibilità del biodiesel con gli attuali motori (a puro titolo di esempio, un valore troppo elevato del numero di iodio è indice di una minore stabilità all'ossidazione e, conseguentemente, di una maggiore tendenza alla formazione di prodotti indesiderati dannosi per i motori e il sistema di alimentazione del carburante).

In ogni caso, per evitare problemi agli autoveicoli per i quali non era stato previsto, all'epoca della costruzione, l'impiego di miscele contenenti una significativa percentuale di biodiesel, la normativa europea e la maggior parte di quelle nazionali fissano, come si è detto, il limite massimo del 5% di aggiunta nel gasolio per l'immissione delle miscele diesel/biodiesel alla libera distribuzione in rete.

Per quel che riguarda in particolare l'Italia, questa disposizione è stata riconfermata con il decreto legislativo n. 128/2005, che stabilisce che le miscele gasolio/biodiesel con tenori di biodiesel più elevati del 5% e il biodiesel puro possono essere distribuiti solo "extra rete" per essere utilizzati su veicoli di flotte, pubbliche o private, che dispongono di proprie stazioni di rifornimento non aperte al pubblico.

In realtà, come mostrato in figura 8.8, quella dell'incorporazione di percentuali limitate di biodiesel nel gasolio distribuito liberamente in rete è già da diversi anni la via preferenziale di utilizzazione del biodiesel nel nostro paese, dal momento che l'elevato potere lubrificante del biodiesel lo rende di fatto un ottimo additivo per i gasoli a basso tenore di zolfo e, di conseguenza, la quasi totalità del prodotto commercializzato in Italia è presente sul mercato come componente in percentuali inferiori al 5% di miscele con questo tipo di gasolio, mentre solo una piccola quantità viene consumata come tale per riscaldamento o in miscele ad elevato tenore di biodiesel (fino al 30%), in genere per l'alimentazione di mezzi di trasporto pubblici.

Figura 8.8 – Italia: utilizzazione del biodiesel. Anni 1999-2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati Assobiodiesel, 2004

L'eventuale decisione di autorizzare in futuro la distribuzione in rete anche di miscele con un tenore in biodiesel superiore al 5%, dipenderà dai risultati di uno specifico programma (tuttora da definire per quel che riguarda tempi, modalità di attuazione e soggetti coinvolti) per la valutazione del "bilancio ecologico" dei biocarburanti e degli effetti ambientali derivanti dall'uso, da parte di veicoli non specificamente adattati, di tali miscele, in particolare ai fini del rispetto delle normative in materia di emissioni.

Per quel che riguarda invece l'impiego del bioetanolo e del suo derivato ETBE in miscela con la benzina, le percentuali massime di aggiunta sono state fissate a suo tempo dalla Direttiva CEE n. 536/85, recepita dall'ordinamento italiano con il decreto legislativo 18 aprile 1994 n. 280, che definisce i composti organici ossigenati ammissibili quali componenti e/o stabilizzanti di carburanti e, per ciascuno di essi, le percentuali massime di aggiunta (5% in volume per l'etanolo e 15% per l'ETBE).

Il mercato italiano dei biocarburanti (che, in sostanza, è stato almeno finora limitato al solo biodiesel) è stato in qualche modo sostenuto dalla decisione di esentare un determinato quantitativo di biodiesel (contingente) e, più di recente, di bioetanolo, dall'imposta di fabbricazione perchè potesse essere venduto ad un costo inferiore a quello dei corrispondenti prodotti petroliferi, ma è evidente che la pura e semplice defiscalizzazione del biocarburante non è di per sé in grado di dar vita ad una filiera produttiva completa, promuovendo l'uso di materie prime nazionali piuttosto che di importazione.

Una soluzione proposta per questo problema è quella di vincolare l'effettiva erogazione degli incentivi alla realizzazione di specifici "accordi di filiera" che, con riferimento ad un determinato contesto territoriale più o meno esteso, coinvolgano tutti i soggetti interessati, dagli agricoltori agli utilizzatori dei biocarburanti, e in tale direzione si era mossa la Legge Finanziaria 2006 che presentava, rispetto al passato, alcune significative novità, fra le quali il fatto di vincolare l'immissione al consumo di una frazione significativa del contingente defiscalizzato del biodiesel (20.000 tonnellate su un totale di 200.000) alla sottoscrizione di "appositi contratti di coltivazione, realizzati nell'ambito di contratti quadro, o intese di filiera".

Successivamente, con l'entrata in vigore della legge 11 marzo 2006 n. 81, venivano fatti propri dalla legislazione italiana gli obiettivi della Direttiva 2003/30/CE stabilendo l'obbligo, per i produttori di carburanti, di immettere sul mercato percentuali progressivamente crescenti di biocarburanti, a partire dal 1 luglio 2006 e fino al 30 giugno 2010, fino a raggiungere il 5% (come equivalente energetico) del totale dei carburanti per autotrazione distribuiti sul territorio nazionale nel periodo di riferimento.

Questi biocarburanti avrebbero dovuto essere prodotti nell'ambito di "un'intesa di filiera, o di un contratto quadro, o di un contratto di programma agroenergetico", stipulati in primo luogo con i produttori agricoli nazionali o, al massimo di altri paesi UE. Per garantire il reale rispetto di tale disposizione, era prevista l'introduzione di uno specifico sistema di certificazione di provenienza delle materie prime agricole a destinazione energetica.

Gli obiettivi stabiliti per il 2006 dalla Legge 81/2006 non sono però stati raggiunti per la mancata stipula dei previsti accordi di filiera e per l'incertezza normativa sulle eventuali conseguenze, per i produttori di carburante, del mancato rispetto dell'obbligo di immissione al consumo dei biocarburanti.

Il principio dell'obbligatorietà dell'aggiunta dei biocarburanti nei prodotti petroliferi utilizzati per i trasporti, unitamente ad una serie di misure tese a favorirne la produzione da materie prime agricole nazionali, è stato recentemente riconfermato dalla Legge Finanziaria 2007, che stabilisce l'incorporazione obbligatoria dei biocarburanti (limitatamente a biodiesel, bioetanolo e derivati, ETBE e bioidrogeno) nella misura minima pari all'1% dei consumi totali di benzina e gasolio a partire dal 1 gennaio 2007 e del 2% per il 2008 (senza peraltro indicare alcun obiettivo per gli anni successivi), prevedendo esplicitamente sanzioni amministrative, proporzionali e dissuasive, per chi non rispetta tale obbligo. La Finanziaria 2007 stabilisce anche come obiettivo indicativo di sostituzione al 2010 il 5,75% previsto dalla Direttiva 2003/30/CE.

I diversi obiettivi percentuali di immissione al consumo dei biocarburanti previsti dalla Direttiva 2003/30/CE e dalla legislazione nazionale sono riportati in tabella 8.14.

Tabella 8.14 - Percentuali (\*) di immissione al consumo di biocarburanti rispetto al totale dei carburanti per autotrazione previste dalla Direttiva 2003/30/CE e dalla legislazione nazionale

Anno	Direttiva 2003/30/CE (obiettivo indicativo)	Decreto Lgs. 128 30/05/2005 (obiettivo indicativo)	Legge 81 11/03/2006 (aggiunta obbligatoria **)	Legge Finanziaria 2007	
				Obiettivo indicativo	Aggiunta obbligatoria
2005	2	1			
2006			1		
2007			2		1
2008			3	2,5	2
2009			4		
2010	5,75	2,5	5	5,75	

(\*) sulla base del tenore energetico  
(\*\*) dal 1 luglio dell'anno precedente al 30 giugno di quello di riferimento

Fonte: elaborazione ENEA

Per quel che riguarda le agevolazioni di natura fiscale, è previsto per il 2007 un contingente di 250.000 t sottoposto ad un'accisa ridotta al 20% di quella del gasolio (tenendo conto anche della riduzione del divario fra i rispettivi costi di produzione in conseguenza del sensibile aumento del prezzo del petrolio verificatosi nel corso del 2006), di cui 70.000 t riservate ai produttori che nel corso dell'anno abbiano dato vita ad accordi di filiera. Sono anche previste accise ridotte per etanolo, ETBE ed altri additivi e riformulanti da biomasse con un limite di spesa di 73 M€/anno.



In Italia, il consumo di carburanti liquidi per autotrazione è stato pari nel 2005 a circa 24,4 milioni di tonnellate (Mt) di gasolio e 13,5 Mt di benzina<sup>16</sup>.

Su questa base, nell'ipotesi che tali consumi si mantengano sostanzialmente invariati anche nel 2007 e tenuto conto del fatto che, per quel che riguarda il contenuto energetico, 1 t di biodiesel corrisponde a circa 0,9 t di gasolio, mentre 1 t di etanolo equivale a 0,6 t di benzina, le dimensioni potenziali dei rispettivi mercati per l'anno in corso sono pari a circa 270.000 t di biodiesel e 225.000 t di bioetanolo (o 480.000 t di ETBE) se si ritiene di conseguire gli obiettivi previsti dalla Legge Finanziaria 2007 incorporando la stessa percentuale (1%) di biocarburanti sia nel gasolio che nella benzina.

È peraltro difficile effettuare una stima attendibile delle reali dimensioni del mercato dei biocarburanti nei prossimi anni, ad esempio nel caso in cui si intenda conseguire l'obiettivo del 5,75% indicato dalla Direttiva 2003/30/CE, perché questo dipende sia dal trend effettivo di crescita (per il gasolio) o possibile diminuzione (per la benzina) dei consumi di prodotti petroliferi, sia dal fatto che, mentre l'industria italiana del biodiesel dispone già di un apparato produttivo in grado di soddisfare, almeno nei prossimi due-tre anni, il prevedibile aumento della richiesta connesso al raggiungimento degli obiettivi previsti dalla Legge Finanziaria 2007, non si può dire lo stesso per il bioetanolo.

È quindi molto probabile che i quantitativi di biocarburanti da immettere sul mercato da parte dei produttori di carburanti debbano essere alla fine calcolati, almeno per i primi anni, sul totale dei consumi di gasolio e benzina relativi all'anno precedente a quello di riferimento, piuttosto che su quelli dei singoli prodotti, considerando che la stessa Direttiva 2003/30/CE lascia aperta questa possibilità.

### **8.2.3 Prospettive e criticità per lo sviluppo delle filiere biodiesel e bioetanolo in Italia**

In Italia esistono infrastrutture industriali, adeguate per dimensioni e spesso all'avanguardia dal punto di vista delle tecnologie, per la trasformazione dei prodotti agricoli in biodiesel, bioetanolo ed ETBE, unitamente alla disponibilità, da parte dei produttori di carburanti, a distribuire il biodiesel miscelato con il gasolio e la benzina additivata con ETBE, ma manca quasi del tutto la parte iniziale della filiera, cioè la produzione delle materie prime agricole da destinare alla conversione in biocarburanti, in quanto l'industria trova più conveniente utilizzare materie prime di importazione rispetto a quelle prodotte dal sistema agricolo nazionale perché, allo stato attuale della tecnologia, i costi di produzione della materia prima in Italia sono ancora troppo elevati rispetto a quelli di analoghe produzioni di provenienza estera.

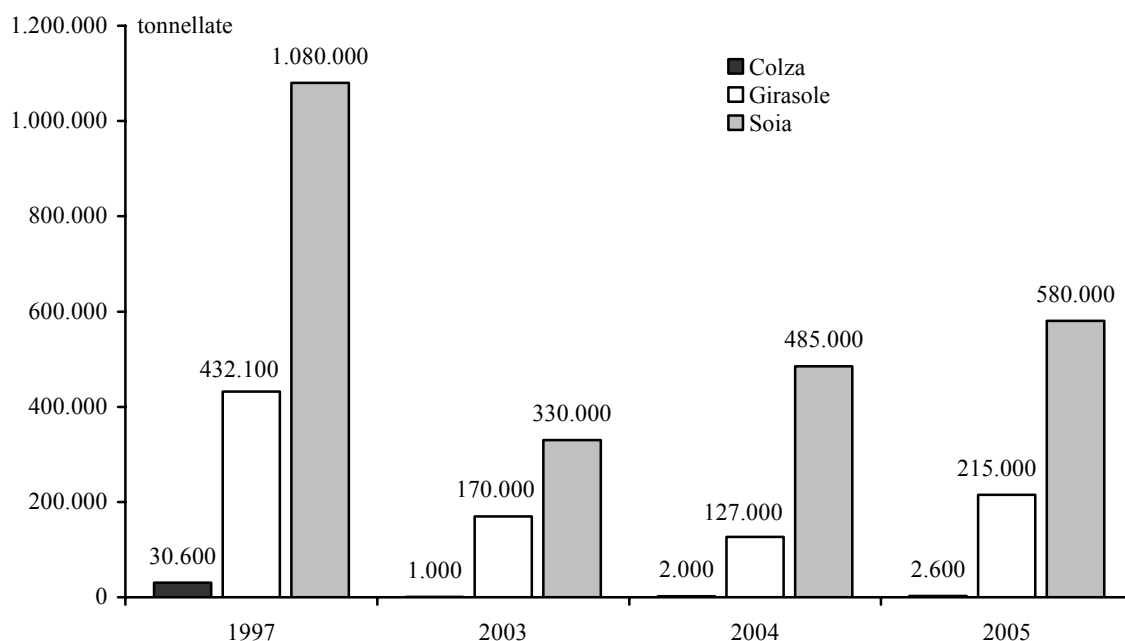
La ragione di tutto questo non risiede, ovviamente, nella mancanza di conoscenze e di familiarità degli agricoltori italiani con le colture utilizzabili per la produzione dei biocarburanti né dalla mancanza di terreni da destinare a queste produzioni, quanto piuttosto dall'incertezza del più generale contesto normativo e legislativo, che rende difficile la pianificazione di iniziative di ampia portata, estese su un arco di tempo sufficientemente lungo da giustificare i notevoli investimenti richiesti.

Per quel che riguarda ad esempio il biodiesel, le materie prime sono ampiamente disponibili a livello mondiale, ma è possibile ottenere anche in Italia importanti quantitativi di semi oleosi (figura 8.9), dal momento che le rese produttive sono generalmente buone (girasole, colza) o addirittura ottime (soia). Anche l'industria di estrazione degli oli, che rappresenta uno stadio intermedio essenziale per lo sviluppo della filiera in quanto gli stabilimenti di produzione di biodiesel utilizzano come materia prima l'olio, preferibilmente già sottoposto a raffinazione, dispone di numerosi stabilimenti (oleifici e sansifici) di diverse dimensioni, presenti sull'intero territorio nazionale e non richiede, almeno nel breve-medio periodo, nuovi investimenti in infrastrutture.

---

<sup>16</sup> Fonte: Unione Petrolifera, 2006

Figura 8.9 - Produzione di semi oleosi in Italia



Fonte: elaborazione su dati Assobiodiesel, 2006

Analogamente, la filiera bioetanolo/ETBE può contare almeno in parte su materie prime prodotte sul territorio nazionale, utilizzando l'alcol proveniente dalla distillazione obbligatoria di sottoprodotti ed eccedenze produttive dell'industria vinicola (500.000 hn, corrispondenti a circa 39.500 t nel 2005), venduto dalla Commissione Europea attraverso aste pubbliche per il successivo utilizzo come biocarburante, insieme a quello prodotto da melasso di barbabietola e cereali (700.000 hn nel 2005)<sup>17</sup>, e ricorrendo a importazioni da altri paesi UE ed eventualmente extra-europei per coprire la richiesta rimanente in attesa che le produzioni nazionali, in primo luogo mais ed altri cereali, diventino via via più rilevanti.

Ma quanta materia prima occorre per soddisfare la prevedibile richiesta di biocarburanti in Italia nel prossimo futuro? La risposta a questa domanda dipende ovviamente sia dalla dimensione dei potenziali mercati per i diversi biocarburanti, sia dai prodotti agricoli utilizzati come materie prime e dalle relative tecnologie di conversione.

Considerando che le tecnologie di produzione di biodiesel da colza e di etanolo da cereali e barbabietole sono ormai consolidate, è facile ricavare con semplici calcoli delle stime attendibili. La situazione è invece diversa se si vuole partire da altre specie vegetali, anche se oggetto di sperimentazione da molti anni e in contesti differenti.

È evidente che l'impiego di varietà specificamente selezionate e adatte ai diversi areali produttivi o, in prospettiva, di colture diverse da quelle tradizionali (topinambur, sorgo zuccherino, cicoria per il bioetanolo, girasole ad alto tenore di acido oleico, cartamo, cardo, brassicacee diverse dal colza per il biodiesel), finora oggetto solo di prove sperimentali, potrebbe portare a maggiori rese produttive per ettaro e migliorare quindi l'economicità complessiva della filiera, ma è altrettanto evidente che solo passando dalla sperimentazione alla produzione sarà possibile verificare la correttezza delle previsioni sulle rese e sui costi di produzione.

<sup>17</sup> Fonte: Assodistil, 2006

La costruzione di una politica di filiera per lo sviluppo dei biocarburanti in Italia richiede il superamento di numerosi ostacoli, ma la Legge Finanziaria per il 2007 spinge decisamente in questa direzione con provvedimenti importanti e dotati di risorse finanziarie significative. A questo riguardo, è da segnalare la recente iniziativa da parte del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali che ha ufficialmente presentato il 10 gennaio 2007 il primo contratto quadro nazionale sui biocarburanti, che vede fra i firmatari le principali associazioni agricole e l'industria del settore; esso rappresenta il primo passo verso la costruzione di una filiera nazionale delle agro-energie che offre nuove opportunità alle imprese agricole nel quadro della nuova PAC.

### **8.3 Problemi aperti e ruolo della ricerca**

#### **8.3.1 Margini di miglioramento delle attuali filiere produttive**

La produzione e utilizzazione dei biocarburanti è in molti Paesi, e in qualche misura anche in Italia, una realtà consolidata, corrispondente a un sistema produttivo agro-industriale di dimensioni anche rilevanti che si avvale di tecnologie sostanzialmente mature.

La diretta conseguenza di tutto questo è che, una volta presa a livello politico la decisione di promuovere l'uso di questi prodotti, i fattori determinanti sono quelli di tipo logistico (dove e come ci si approvvigiona della materia prima, dove finiscono i co-prodotti ecc.) e, ancor più, quelli economico-normativi, soprattutto per quel che riguarda gli strumenti di incentivazione.

Nella situazione attuale, quindi, attività di ricerca e sviluppo tecnologico in questo campo possono avere ricadute importanti in termini di "ottimizzazione" delle filiere esistenti.

Questo tipo di attività, ad esempio, può riguardare:

- la ricerca agronomica e genetica, mirata sia all'ottimizzazione delle pratiche colturali (riduzione degli input di acqua, fertilizzanti, pesticidi ecc.), sia all'individuazione e selezione di piante "tradizionali" e/o nuove specie e, successivamente, alla costituzione di nuove varietà, a più alta resa e meglio adattabili ai diversi ambienti;
- il Life Cycle Assessment (LCA) delle diverse filiere produttive, al duplice scopo di ricavarne gli elementi necessari per un corretto confronto fra le varie possibili opzioni (ad esempio nell'approvvigionamento della materia prima) e, più in generale, di individuare i "punti critici" dove si registrano i più sensibili effetti negativi e intervenire per apportare le necessarie correzioni;
- le emissioni prodotte dall'uso di miscele ad elevato tenore di biodiesel da parte di autoveicoli dell'ultima generazione nelle condizioni reali di traffico delle nostre città e, nell'immediato futuro, quelle dei veicoli *flexifuel* alimentati con miscele etanolo/benzina fino all'85% di etanolo, che cominciano ad affacciarsi sul mercato, con uno sforzo per la definizione di metodologie e sistemi di misura in grado di fornire risultati il più possibile riproducibili;
- alcuni aspetti specifici dei processi industriali, quale ad esempio la selezione di lieviti "migliorati" rispetto a quelli attualmente utilizzati per la produzione di etanolo, in grado di tollerare concentrazioni più elevate di zuccheri e/o di etanolo nel fermentatore in modo da ridurre i tempi e inviare alla distillazione un prodotto più concentrato.

#### **8.3.2 I biocarburanti di seconda generazione: stato della tecnologia e prospettive di sviluppo**

Oltre alle attività di ricerca e sviluppo tecnologico tese ad accrescere la competitività delle filiere produttive consolidate, è evidentemente compito prioritario del mondo della ricerca, pubblica e privata, quello di contribuire all'individuazione e allo sviluppo di nuove vie, nella prospettiva del superamento dei limiti della situazione attuale, che non sono solo di carattere economico.

L'attuale tendenza ad incorporare percentuali crescenti (ma, tutto sommato, limitate) di questi prodotti in benzina e gasolio va incontro all'esigenza del sistema produttivo agricolo di diversificare le proprie produzioni e di utilizzare grandi estensioni di terreni non più destinabili alla produzione di risorse alimentari. Ovviamente, questa convergenza di interessi è valida solo fino ad un certo punto, corrispondente ad un livello di sostituzione stimabile intorno al 10%.

Se però, in un contesto di nuove e più forti esigenze di diversificazione delle fonti energetiche e di contenimento delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra, si dovesse decidere di introdurre sul mercato quantitativi di biocarburanti maggiori, allora la duplice esigenza di ridurre significativamente i costi di produzione e di ottimizzare l'uso del territorio, in modo da non dar vita ad un possibile conflitto con le produzioni alimentari, imporrebbe lo sviluppo di filiere produttive alternative alle attuali per ottenere quelli che, in ambito internazionale, si comincia ad indicare con il nome di "biocarburanti di seconda generazione".

I principali esempi di questi prodotti sono:

- l'etanolo ottenuto da processi biotecnologici di idrolisi enzimatica della cellulosa, oggetto di ricerca e sperimentazione, fino alla realizzazione di impianti dimostrativi, già dalla seconda metà degli anni 70 e attualmente al centro di un rinnovato interesse da parte della comunità scientifica;
- il dimetil-etero (DME) e il gasolio sintetico da biomassa (BTL - *biomass to liquids*), ottenuti via gassificazione e sintesi catalitica, con processi analoghi alla sintesi di Fischer-Tropsch utilizzati per la produzione di carburanti sintetici da carbone. Per quel che riguarda quest'ultimo, è attualmente in costruzione il primo impianto al mondo di taglia pre-commerciale (in grado di produrre 15.000 t/anno di BTL, che verrà messo in commercio con il nome di SunDiesel) presso lo stabilimento di Freiberg della società tedesca Choren Industries GmbH.

Denominatore comune di queste filiere è l'utilizzazione, come materia prima, di substrati lignocellulosici, che possono essere indifferentemente biomasse residuali o colture dedicate.

Nel caso specifico delle colture da biomassa, è noto che già oggi la produttività per ettaro è molto più elevata rispetto a quella dei cereali o delle oleaginose e che, in ogni caso, i processi in questione consentono di utilizzare una frazione maggiore della biomassa prodotta o addirittura l'intera pianta. Ciò si traduce, ovviamente, in un rapporto molto più favorevole fra l'energia ricavabile sotto forma di biocarburante e quella richiesta per la produzione delle materie prime vegetali e la loro successiva trasformazione industriale (8-10 per il BTL da biomasse lignocellulosiche contro, ad esempio, 2-3 per il biodiesel da colture oleaginose).

Parallelamente allo sviluppo e alla promozione dei biocarburanti che possono essere già prodotti dall'attuale sistema agricolo e industriale, è quindi evidente che l'avvio di programmi di ricerca e sviluppo tecnologico di ampio respiro su queste nuove filiere (materia prima e tecnologia) dovrebbe esser attentamente valutato nella prospettiva di un'ulteriore crescita di questo settore produttivo, che potrà offrire nuove e significative opportunità di sviluppo per l'intero comparto agricolo ed agroindustriale del nostro Paese.

## CAPITOLO 9

### GENERAZIONE DISTRIBUITA DELL'ENERGIA

#### 9.1 Concetti generali

La liberalizzazione e l'apertura del mercato elettrico, le persistenti opposizioni alla realizzazione di grandi impianti di produzione per ragioni di impatto ambientale, la richiesta dell'utenza di un servizio di distribuzione più flessibile ed affidabile, nonché ragioni di sicurezza e di interdipendenza geopolitica hanno negli ultimi anni focalizzato l'interesse verso il modello di generazione distribuita (GD).

Dall'analisi delle diverse definizioni di GD in ambito internazionale<sup>1</sup>, nonché dall'analisi del quadro normativo nazionale e delle caratterizzazioni della generazione distribuita<sup>2</sup> è possibile affermare che la cosiddetta GD consiste nel sistema di produzione dell'energia elettrica composto da unità di produzione di taglia medio-piccola (da qualche decina/centinaio di kW a qualche MW), connesse, di norma, ai sistemi di distribuzione dell'energia elettrica, in quanto installate al fine di:

- a) alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica (è noto che la stragrande maggioranza delle unità di consumo risultano connesse alle reti di distribuzione dell'energia elettrica) molto frequentemente in assetto cogenerativo per lo sfruttamento di calore utile;
- b) sfruttare fonti energetiche primarie (in genere, di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia.

Per quanto riguarda gli elementi del quadro normativo nazionale potenzialmente concorrenti alla definizione della generazione distribuita, si osserva che in varie normative attualmente vigenti viene introdotta una soglia pari a 10 MVA, in termini di potenza apparente (nella direttiva europea è stabilita una soglia di 50 MW, potenza totale) al di sotto della quale sono previsti, per gli impianti di generazione, semplificazioni e trattamenti differenziati rispetto agli altri impianti.

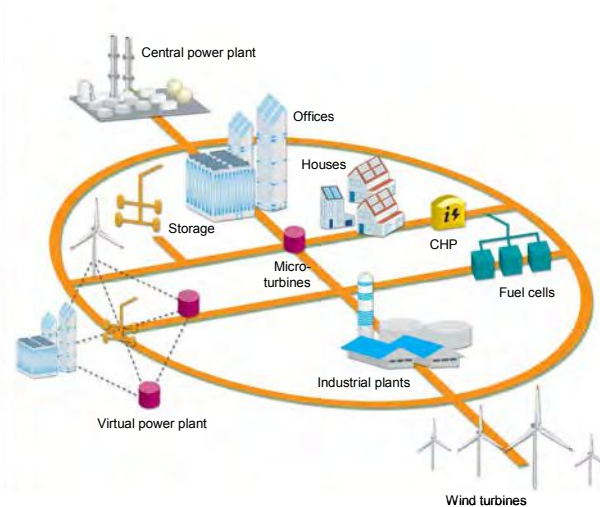
Da quanto sopra indicato, appare che il livello di potenza nominale di 10 MVA, già introdotto dalle normative vigenti, costituisca una soglia atta all'individuazione di particolari insiemi di tipologie di produzione normalmente connesse alle reti di distribuzione e alle quali risultano applicabili particolari regimi di connessione e di cessione dell'energia elettrica. Pertanto, l'introduzione di tale soglia, al di sotto della quale individuare la generazione distribuita, permette di arrivare a una definizione compatibile con l'articolo 2, comma 31, della Direttiva 2003/54/CE<sup>3</sup>, secondo cui la generazione distribuita è l'insieme degli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione.

- 
- <sup>1</sup> il DPCA (Distributed Power Coalition of America) definisce la generazione distribuita come "any small-scale power generation technology that provides electric power at a site closer to customers than central station generation. A distributed power unit can be connected directly to the consumer or to a utility's transmission or distribution system";
  - la CIGRE (International Conference on High Voltage Electric Systems) propone di considerare generazione distribuita tutti gli impianti di produzione di energia elettrica che "not centrally lanned, today not centrally despatched, usually connected to the distribution network, smaller than 50 or 100 MW";
  - la IEA (International Energy Agency), propone di definire la generazione distribuita come "generating plant serving a customer on-site or providing support to a distribution network, onnected to the grid at distribution-level voltages. The technologies generally include engines, mall (and micro) turbines, fuel cells, and photovoltaic systems. It generally excludes wind power, since that is mostly produced on wind farms rather than for on-site power requirements";
  - l'US Department of Energy definisce la GD come "distributed generation is small, modular electricity generators sited close to the customer load – can enable utilities to defer or eliminate costly investments in transmission and distribution (T&D) system upgrades, and provide customers with better quality, more reliable energy supplies and a cleaner environment".

<sup>2</sup> Relazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEGG), Allegato A : "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microcogenerazione. Effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico", del 20 luglio 2006.

<sup>3</sup> Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE; Gazzetta Ufficiale del Parlamento europeo del 15.7.2003, L 176/37.

Figura 9.1 - Schema funzionale modello di generazione distribuita



Fonte: Piattaforma Tecnologica Smart Grids, "Vision and Strategy for Europe Electricity Network of the Future"

L'idea di base è che la liberalizzazione del mercato dell'energia, l'avvento delle tecnologie della informazione e della comunicazione, la crescente competitività delle rinnovabili che rispondono alla richiesta sociale di una energia più pulita, una politica di *governance* dell'energia sempre più articolata, stiano progressivamente avviando un processo di trasformazione della struttura energetica dei paesi europei. Tale trasformazione tende a spostare sempre più il peso dalla energia prodotta a livello centralizzato verso il livello distribuito creando una rete di connessione elettrica molto più articolata. Tale trasformazione sarebbe indotta proprio dalla ricerca di massimizzazione della efficienza energetica che può ottenersi solo con il recupero del calore prodotto dalla generazione elettrica e con l'abbattimento dei costi di trasmissione.

Proprio da questa crescente sensibilità nasce nel 2002 l'esperienza di World Alliance for Decentralized Energy (WADE) un'organizzazione non-profit di ricerca e promozione, la cui missione è: *to accelerate the worldwide development of high efficiency cogeneration (CHP) and decentralized renewable energy systems that deliver substantial economic and environmental benefits.*

Il quadro generale del mercato della GD, presentato nel rapporto annuale del WADE e pubblicato nel 2006<sup>4</sup>, può essere sintetizzato attraverso i seguenti contesti geografici.

In Europa il trend, cominciato nel 1998, è in lenta crescita; i mercati più fertili sono quelli delle zone a sud e sud-est, per esempio Italia, Turchia e Ungheria, altrove sono meno attivi. L'emanazione delle direttive europee per la cogenerazione e per il sistema dell'Emission Trading<sup>5</sup> rappresentano iniziative significative, ma che richiedono un certo periodo di tempo per determinare un decisivo impatto sull'assetto energetico dei singoli paesi.

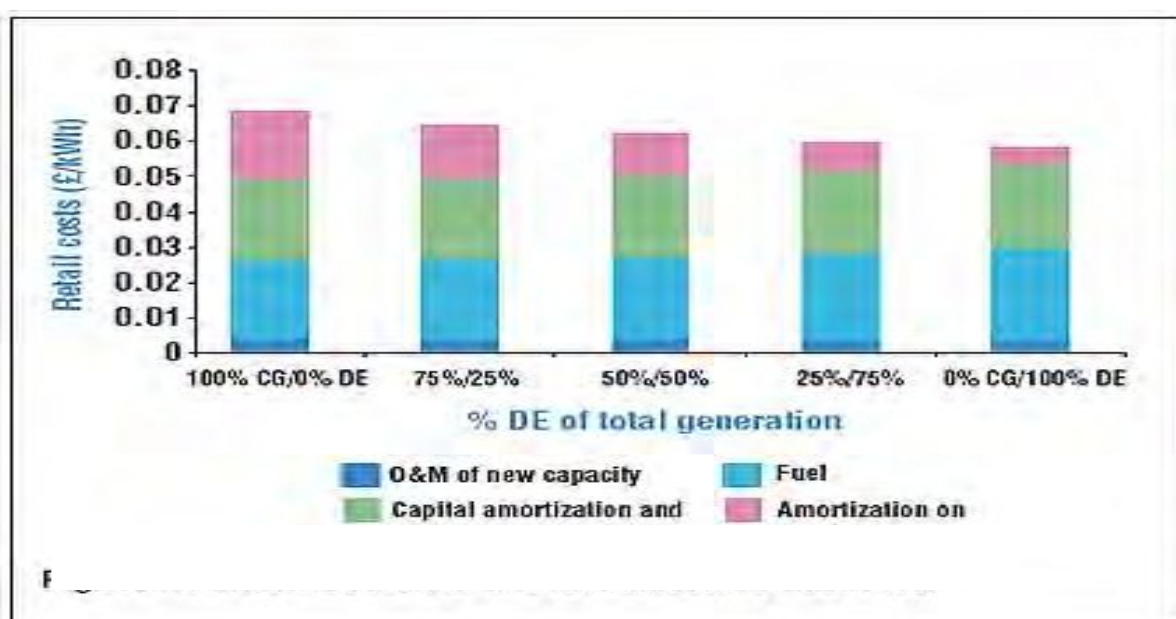
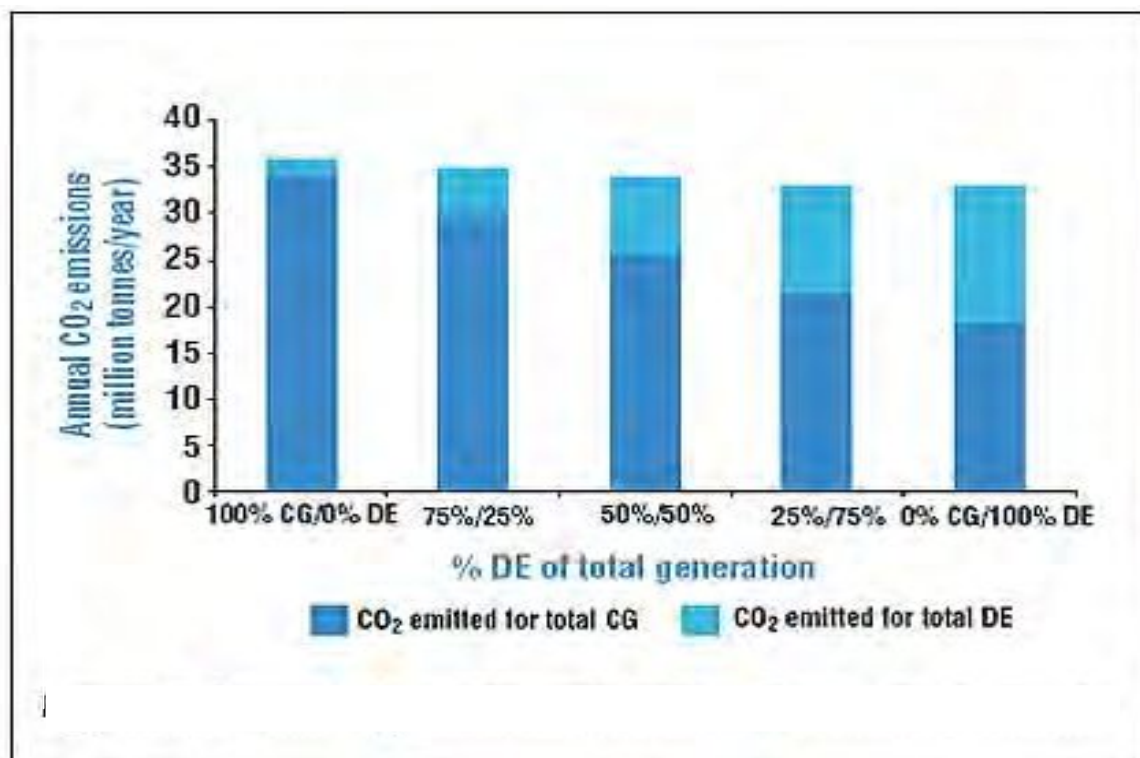
In USA il livello di potenza nella cogenerazione (Combined Heat and Power - CHP) installata continua a crescere, attualmente risulta pari a 82 GW, e non tende a diminuire. Molti Stati e agenzie federali dell'energia fanno a gara per risolvere gli ostacoli alla diffusione di questo modello energetico, spesso facendo ricorso all'introduzione di incentivi.

Le principali aree verso cui il WADE guarda con maggiore interesse sono naturalmente i mercati emergenti (Brasile, Russia, India e Cina - BRIC countries) e dove si prevede la maggiore opportunità di sviluppo in termini di competitività.

<sup>4</sup> "World Survey of Decentralized Energy 2006", maggio 2006 ([www.localpower.org](http://www.localpower.org)).

<sup>5</sup> Direttiva 2005/32/CE: istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia; Direttiva 2004/8/CE: promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia; Direttiva 2003/87/CE: Emission Trading System (mercato delle emissioni).

Figura 9.2 - Effetti della generazione distribuita (DE: Decentralized Energy) in termini di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e dei costi (investimenti e costo energia fornita)



Fonte: WADE, World Alliance for Decentralized Energy

Nonostante i notevoli sforzi e gli incoraggianti risultati ottenuti, il WADE ritiene che alcune fondamentali sfide sono ancora da vincere e molti ostacoli da superare, in primo luogo la mancanza di forti e credibili politiche a favore della GD; l'incapacità da parte dei governi locali e degli esperti di valorizzare le caratteristiche di questo modello energetico vincendo lo scetticismo dell'opinione pubblica e degli imprenditori riguardo alle potenzialità in termini di impatto ambientale ed estensione di mercati.

Il rapporto "Energy Technology Perspectives 2006" dell'IEA, che fornisce scenari e previsioni sulle future caratteristiche della produzione di energia fino al 2050, evidenzia come il modello della generazione distribuita, che fonda la sua strategia vincente sull'integrazione e la valorizzazione di un mix di tecnologie avanzate ed innovative, se applicato ai distretti energetici privilegiando tra queste quelle non tradizionali e quelle basate sulle fonti rinnovabili, offra la possibilità di ridurre in maniera significativa le emissioni di CO<sub>2</sub>.

Viene fatto inoltre rilevare come un discreto numero di opzioni per il miglioramento dell'efficienza energetica nei distretti energetici abbia costi contenuti, soprattutto nei paesi OCSE.

Nonostante ciò i principali ostacoli alla realizzazione di nuovi distretti energetici risiedono negli alti costi di investimento e nella disomogeneità di diffusione. Ad esempio nel caso di impianti di cogenerazione di energia termica ed elettrica, la vendita dell'energia elettrica prodotta non sempre risulta facile o economicamente conveniente, proprio a causa di problemi tecnici e normativi (sia a livello europeo, che a livello dei singoli Stati) che rendono la viabilità delle reti elettriche ancora farraginoso. Certamente tale tecnologia proprio per sua natura è strettamente legata alle caratteristiche del territorio e quindi si sottrae a qualsiasi tentativo di standardizzare i metodi facilitando la diffusione, come tradizionalmente avviene nel passaggio di un tecnologia al mercato.

Ad esempio un impianto di cogenerazione per la produzione di calore dovrà essere installato laddove il clima richiede durante l'anno anche l'esigenza di raffrescamento.

L'IEA, dunque, incoraggia gli Stati a promuovere progetti pilota in questo settore, che dimostrino gli effettivi benefici in termini di efficienza energetica e riduzione delle emissioni CO<sub>2</sub>, elementi critici e decisivi per convincere in maniera definitiva l'industria ad investire in un mercato effettivamente competitivo.

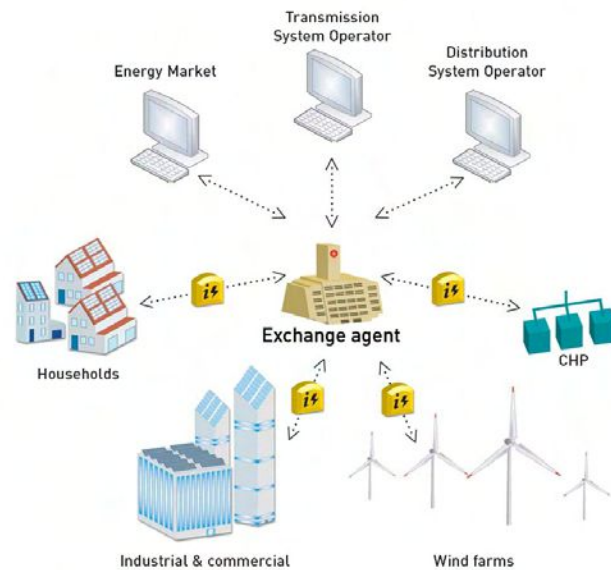
Il rapporto, infine, concentra il focus sul problema del miglioramento delle infrastrutture (reti di gas, calore, elettricità), che sono spesso obsolete, poco robuste e non orientate all'efficiente scambio di risorse. In tal senso la strategia suggerita consiste in un lavoro di coordinamento fra gli Stati per discutere soluzioni comuni sia in termini tecnici che normativi che favoriscano in maniera efficace il libero mercato delle risorse energetiche.

Le scelte e gli impegni di Lisbona, Goteborg e Gleneagles impongono agli Stati di rinvigorire e modernizzare l'economia attraverso l'aumento della competitività, l'apertura verso il vasto mercato globale e la creazione di nuove figure professionali. Su questo punto, la visione dei principali *stakeholder* europei, prevede una evoluzione specifica verso un modello definito "internet style" in cui è possibile acquistare energia sul mercato direttamente in tempo reale attraverso le connessioni e decidendo volta per volta dove acquistare energia (figura 9.3).

È evidente come in questa evoluzione la capacità di connessione e di visione sistemica sia l'arma vincente per consumare energia in modo efficiente e competitivo. Inoltre diventa ancor più chiaro che le tecnologie informatiche e di comunicazione (ICT) svolgeranno un ruolo fondamentale sia per la gestione del distretto energetico locale e sia per l'interazione con il mercato, e che all'interno di questi agenti di scambio verranno riflessi tutti gli aspetti legati ai meccanismi di *governance*. In sostanza è in questo punto focale, basato sulle tecnologie ICT, che si giocherà la capacità della Pubblica Amministrazione di incidere sul governo del sistema energetico.



Figura 9.3 - Il modello "internet style" previsto dalla SmartGrids Technology Platform (EU)



Fonte: Piattaforma Tecnologica Smart Grids, "Vision and Strategy for Europe Electricity Network of the Future"

Il distretto energetico è il paradigma adottato da tutti i Paesi, se pur con terminologie diverse ed originali (*Power Parks, SmartGrids*), per identificare un modello di sistema energetico sostenibile; viene considerato uno strumento strategico per imporre un'accelerazione nella diffusione delle fonti rinnovabili e delle tecnologie per la GD. Il distretto energetico è un insediamento civile o industriale territorialmente localizzato che richiede un servizio di energia sia elettrica che termica e/o frigorifera. Tale energia viene prodotta attraverso l'ibridazione di componenti e tecnologie tipiche della generazione distribuita (cogeneratori, microturbine, motori stirling, sistemi di accumulo energetico, celle a combustibile) con sistemi basati su fonti rinnovabili (solare, eolico, biomasse, geotermico). È evidente che il risultato in termini di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> sarà tanto maggiore quanto maggiore sarà l'impiego di fonti rinnovabili. La gestione ottimizzata del mix di energia prodotta avviene attraverso un sistema informatico che integra sorgenti ed utenze. In particolare l'infrastruttura informatica permette il dialogo con gli edifici a loro volta dotati di sistemi intelligenti per ottimizzare il consumo ed eventualmente mitigare la richiesta in particolari situazioni (emergenze, picchi, black out). Tali edifici assumono quindi caratteristiche di *ecobuildings*<sup>6</sup> con consumi energetici molto ridotti, con involucri che spesso integrano celle fotovoltaiche e con un potente sistema informatico per il controllo ottimale delle condizioni di comfort e dell'efficienza energetica. Il concetto di distretto energetico (*Power Parks*) si fonda, dunque, sull'integrazione di quattro settori tecnologici: generazione distribuita, *eco-buildings*, fonti rinnovabili ed informatizzazione.

L'interesse strategico dei distretti energetici risiede in varie motivazioni tra cui la capacità di adattarsi alle caratteristiche territoriali per sfruttarle al massimo al fine di aumentare l'efficienza energetica, diminuire l'impatto ambientale e i costi dell'energia, la capacità di sostenere black out e garantire prestazioni molto elevate. Per motivi connessi con la gestione dei sistemi e con la determinazione del profilo dei carichi di utilizzo delle varie forme di energia, il mercato di applicazione di queste tecnologie per il momento sembra essere maggiormente indirizzato verso gli edifici non residenziali (scuole, ospedali, centri commerciali, uffici pubblici e privati, centri di ricerca, snodi e stazioni nei sistemi di trasporto, grandi alberghi, piccoli comuni), ma una forte richiesta sta sviluppandosi in particolare nei distretti industriali territorialmente concentrati e nei distretti tecnologici caratterizzati da specificità omogenee (su cui possono essere progettati distretti energetici specializzati).

<sup>6</sup> Il concetto di eco-building nasce nell'ambito Progetto EU Concerto (2003) per promuovere la progettazione di edifici che minimizzano il consumo di energia in termini di calore, raffrescamento e illuminazione.

Esistono diverse tipologie di distretti energetici ed ognuna richiede una specifica architettura energetica, che dipende anche da aspetti di localizzazione territoriale e presenta peculiari esigenze. Le principali categorie sono:

1. residenziale (condomini, quartieri urbani, piccoli comuni) con necessità di servizi di riscaldamento, raffrescamento, illuminazione a bassi costi;
2. terziario (uffici, ospedali, centri commerciali, scuole, caserme) con esigenze di massima sicurezza e affidabilità;
3. industriale (vetriere, cartiere, agro-alimentare tessile, computer based) con utenze spesso speciali, autoproduzione e smaltimento di residui;
4. trasporto (stazioni, rete logistica) con necessità di agili e flessibili infrastrutture di Trasmissione e Distribuzione (T&D).

È evidente che le diverse necessità dell'insediamento dovranno essere soddisfatte attraverso architetture diverse e diversi mix di tecnologie di generazione di energia. In tale senso la molteplicità delle diverse fonti energetiche di media-piccola taglia, rinnovabile e non, attraverso cui il modello di GD si articola fornisce la soluzione adatta ed obbligata per la realizzazione di un tale modello energetico.

## **9.2 Situazione e prospettive internazionali**

### **9.2.1 L'esperienza europea**

La comunità scientifica europea è fortemente impegnata nel rendere il sistema di produzione di energia più sostenibile ed eco-compatibile. In tal senso la ricerca sulla generazione di energia è diventato il fattore più importante per lo sviluppo sostenibile economico europeo, oltreché la maggiore priorità in termini di rilancio della competitività, creazione di impiego, coesione sociale e sostenibilità ambientale.

Nel 5° Framework Programme (FP5, 2001) circa 50 progetti sono stati realizzati nell'area di ricerca: "Integrazione di fonti rinnovabili e energia distribuita nelle reti elettriche europee". Questi progetti hanno visto lo sviluppo della prima generazione di componenti e nuove architetture per reti elettriche (*electricity grids*) interattive. Il budget impiegato per la realizzazione dei progetti R&S (1998-2002) in questo tema ammonta a circa 130 milioni di euro, con un contributo UE di 67 milioni di euro. Tra le varie iniziative di particolare interesse si è distinto il cluster di progetti R&S IRED (il più grande tra questi progetti è stato DISPOWER, *Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources*), che ha raccolto gli sforzi di circa 100 partecipanti per generare e diffondere conoscenze in questo settore oltreché stimolare sempre nuove esperienze.

Molte di queste attività hanno trovato naturale proseguimento nel FP6 attraverso la formulazione di ampi Progetti Integrati e la costituzione di Reti di Eccellenza nei quali aziende pubbliche di servizi e altri attori del settore elettrico hanno mostrato grande interesse nel condividere know-how e sforzi. La tematica '*Sustainable energy systems*' ha ricevuto finanziamenti pari a circa 860 milioni di euro ed attualmente 91 milioni di euro, investimenti pubblici e privati, e 50 milioni di fondi UE sono stati impegnati in progetti per l'integrazione delle rinnovabili e l'energia distribuita nell'ambito del FP6. Inoltre nell'ambito del programma 'Intelligent Energy Europe' sono stati finanziati circa 260 progetti e sono state create circa 40 agenzie regionali con lo scopo di promuovere l'integrazione delle sorgenti rinnovabili e l'efficienza energetica nel settore dell'edilizia e dell'industria.

Tutte queste esperienze hanno evidenziato l'esigenza di creare strategie comuni e coerenti, per non disperdere capitali e risorse; per rispondere a questa richiesta nasce nel 2005 la Piattaforma Tecnologica "SMART GRIDS: Electricity Networks in the Future"<sup>7</sup>.

Infine, nel FP7 è stata creata una nuova area di ricerca, denominata "Smart Energy Networks", come strumento per continuare gli sforzi a livello europeo; gli obiettivi del nuovo settore sono: "...To increase the efficiency, safety and reliability of the European electricity and gas system and networks, e.g. by transforming the current electricity grids into an interactive (customers/operators) service network, and to remove the technical obstacles to the large-scale deployment and effective integration of distributed and renewable energy sources".

---

<sup>7</sup>European Commission, Directorate-General for Research Sustainable Energy Systems, "Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future", 2006.

I progetti promossi in questo ambito dovranno stimolare la ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie, che avranno effetti positivi sui cittadini e i mercati europei. Inoltre, particolare attenzione sarà posta nel promuovere e rafforzare i contatti fra i Paesi dell'Unione per coordinare gli sforzi e condividere i risultati e le *best practices*<sup>8</sup>. In particolare, l'Unione Europea è convinta che la sfida sia nella taglia piccola, nella microgenerazione diffusa e gestita in rete, dato che chiede di raddoppiare entro il 2010 la quota di energia prodotta da tale fonte, portandola ad una quota di mercato del 18%.

### **9.2.2 La sfida degli Stati Uniti**

Nel 2000 il Department of Energy (DOE) - attraverso il dipartimento per Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) - ha creato un ufficio chiamato Distributed Energy Resource (DER) Office<sup>9</sup>. Questo ufficio aveva il compito di sensibilizzare il mercato verso applicazioni maggiormente eco-compatibili e tecnologie innovative per l'efficienza energetica.

Una delle prime attività dell'ufficio fu quella promuovere un meccanismo emergente, chiamato "Power Parks"(PPs), espressione coniata da Steven Greenberg e Kevin Best di *RealEnergy* (Sacramento, CA) per descrivere un'area industriale e/o destinata al terziario, caratterizzata da generazione distribuita di energia, da una robusta infrastruttura di comunicazione e generalmente connessa alla rete globale, ma capace di operare per la maggior parte del tempo in maniera autonoma. Il nuovo approccio rappresentato dai PPs, dunque, consiste nel fornire energia quando e dove richiesto.

Dal 2000 ad oggi molti programmi del DOE attraverso l'Office of Fossil Energy e l'Office of Energy Efficiency and Renewable Energy hanno finanziato progetti e applicazioni "Power Park-like", che vedono impiegate diverse fonti rinnovabili di energia (eolico, solare, biomasse, celle a combustibile, cogenerazione, microturbine).

Le iniziative del DOE in questo settore hanno fondamentalmente due principali obiettivi. Il primo, a breve termine, è quello di promuovere progetti che dimostrino come le risorse di energia distribuita possano essere facilmente incorporate in un progetto commerciale ed industriale di sviluppo. Il cuore di questa attività è una forte campagna di diffusione e sensibilizzazione presso architetti, ingegneri e sviluppatori di software, sotto il patrocinio dei governi locali e/o statali, con lo scopo di far avviare dei progetti pilota (come già ce ne sono in California, ad esempio *Pleasanton Power Park* - Pleasanton e *University Research Park-Irvine*) nella consapevolezza che solo in questo modo è possibile quantificare i costi, verificare i benefici, fare emergere le problematiche e superare gli ostacoli.

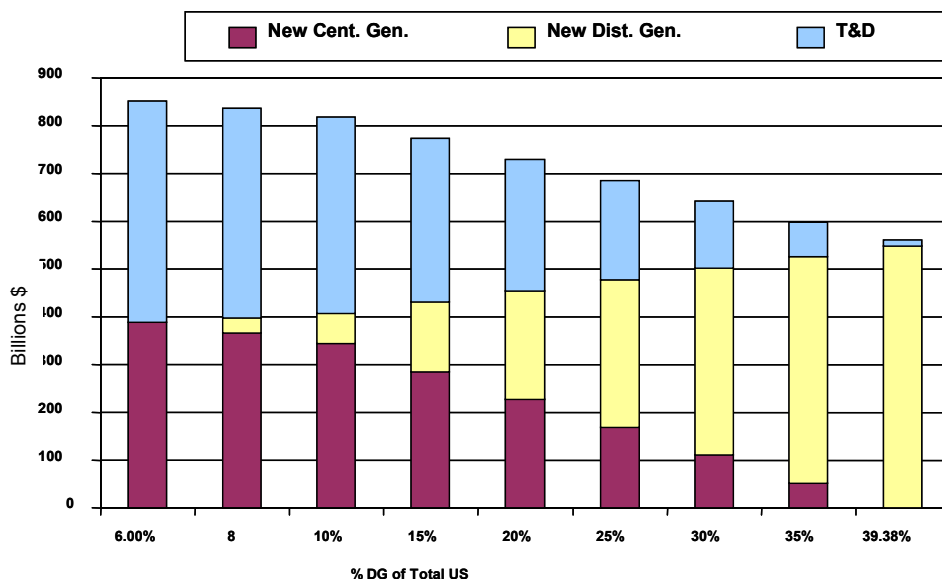
Il secondo obiettivo, a lungo termine, vede il coinvolgimento diretto di molte Agenzie Statali per l'Energia che hanno individuato sette aree industriali nel paese che dovrebbero in futuro essere dedicate allo sviluppo di tecnologie e di produzione dei componenti per il mercato dei PPs. Il grafico della figura 9.4 presenta lo scenario al 2020 proposto dal DOE, che mostra le possibili percentuali di copertura della nuova richiesta energetica con energia distribuita invece che con centrali di potenza. Come si vede, benché ci sia un aumento dei costi di installazione (si perde l'effetto economico di scala), la riduzione dei costi di trasmissione (T&D nel grafico) sarebbe tale da garantire un risparmio economico consistente.

---

<sup>8</sup> *Libro Verde sull'efficienza energetica: Fare di più con meno*, giugno 2005; *Libro Verde: Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura*, marzo 2006

<sup>9</sup> T. Kaarsberg, S. Samuelsen, T. O'Connor, S. Watson, "Power Park White Paper", October 2000.

Figura 9.4 - Impatto economico dell'introduzione della GD al 2020 negli Stati Uniti



Fonte: Department of Energy (DOE), Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE), pubblicazione su WEB

A questi vantaggi vanno sommati alcuni molto significativi legati alla maggiore affidabilità del servizio energetico (maggiore qualità, capacità di recupero dei black out, maggiore sicurezza). Infine viene sottolineato il fatto che i PP costituiscono una occasione di sviluppo di *know-how* di alto valore tecnologico e possono valorizzare significativamente l'economia locale.

### 9.3 Il contesto italiano

#### 9.3.1 Quadro del mercato

Dall'analisi dei dati, presentati nella relazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas<sup>10</sup> emerge come in Italia la produzione da GD risulti di entità rilevante, tanto che nel 2004 ha contribuito a produrre, tramite 2.481 impianti (secondo la soglia superiore dei 10 MVA) per circa 3.852 MW installati, ben 14,3 TWh (produzione lorda) ovvero circa il 5% dell'intera produzione lorda nazionale di energia elettrica (303 TWh). Inoltre all'interno della GD circa il 15% della produzione lorda (2,15 TWh) è stata prodotta tramite impianti di microgenerazione (1.437 impianti per circa 578 MW installati). L'articolazione di questa produzione evidenzia, inoltre, che la produzione lorda da impianti utilizzando fonti rinnovabili nell'ambito della GD è pari al 72%, mentre questa percentuale si riduce al 18% nell'intero parco di generazione elettrica italiana.

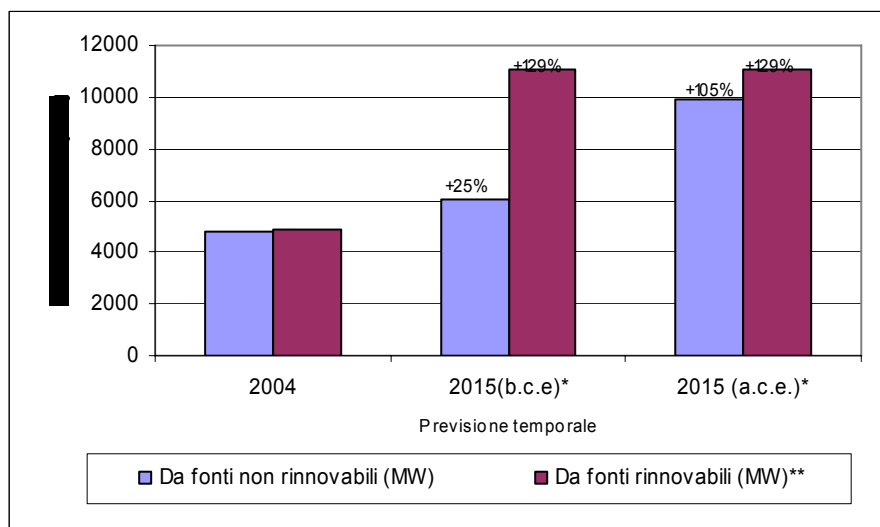
Altro aspetto caratteristico della GD è l'alta percentuale di energia prodotta che viene utilizzata per l'autoconsumo. In particolare nell'ambito della GD circa il 24% della produzione lorda è consumata in loco, mentre il 74% di energia prodotta è immessa in rete e il restante 2% è consumata dai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale). Andando ad analizzare le singole tipologie impiantistiche utilizzate si nota che la percentuale di energia prodotta e consumata in loco risulta essere fortemente maggiore nel caso di impianti termoelettrici (51%), fino a raggiungere livelli elevatissimi nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili (72%), mentre la produzione da fonti rinnovabili, sia essa termoelettrica o no, presenta percentuali di consumo in loco molto basse (5%), se non addirittura nulle per numerosi impianti.

<sup>10</sup> Relazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEGG), Allegato A: "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione. Effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico", del 20 luglio 2006.

Questo quadro mette in luce in maniera chiara le motivazioni e i criteri con i quali si è sviluppata la GD in Italia. Da un lato gli impianti termoelettrici classici nascono, molto spesso, anche con produzione combinata di calore, per soddisfare richieste locali di energia elettrica e/o calore (circa il 70% della potenza efficiente lorda termoelettrica da GD è costituita da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore alimentati da combustibili non rinnovabili), dall'altro, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili nascono prevalentemente al fine di sfruttare le risorse energetiche locali. Pertanto mentre i primi trovano nella vicinanza ai consumi la loro ragion d'essere e la loro giustificazione economica, gli altri perseguono l'obiettivo dello sfruttamento di risorse energetiche rinnovabili strettamente correlate e vincolate alle caratteristiche del territorio.

Le stime di crescita di potenze GD installata, con il metodo di analisi di serie storiche, detto *exponential smoothing*, forniscono i risultati illustrati nella figura 9.5.

Figura 9.5 - Scenario 2015 di potenza GD installata



\* b.c.e. = bassa crescita economica, a.c.e. = alta crescita economica;

\*\*da fonti rinnovabili assunta indipendente da crescita economica)

Fonte: CESI RICERCA S.p.A.

### 9.3.2 Progetti pilota

Nell'ambito del Progetto POLYCITY la Commissione Europea ha finanziato lo sviluppo di tre grandi aree urbane Torino, Barcellona, Stoccarda. L'obiettivo principale è il miglioramento delle performance energetiche di grossi insediamenti urbani grazie all'uso ottimale dell'energia e delle fonti rinnovabili, a beneficio della qualità della vita degli abitanti.

Il progetto italiano denominato *Arquata* e coordinato dal Centro di Ricerche Fiat (CRF), è parte di una più vasta iniziativa finalizzata alla promozione dei sistemi integrati di energia basati sulla generazione distribuita (cogenerazione e energie rinnovabili). L'iniziativa coinvolge un gran numero di *stakeholder* della regione, così come pubbliche amministrazioni, servizi pubblici, centri di ricerca e consumatori.

L'intera iniziativa per il quartiere di *via Arquata* (Arquata District Contract) consiste in un dettagliato programma che comprende diverse misure di riqualificazione urbana e sociale quali per esempio la ristrutturazione di edifici comunali, la realizzazione di grandi aree verdi, la creazione di spazi comuni adibiti alle attività sociali, allo sviluppo sociale ed occupazionale del quartiere, il miglioramento della mobilità, la creazione di piccole aree commerciali. Per la vastità della superficie interessata (circa 87.000 mq) 650 unità abitative e circa 2.500 tra abitanti e impiegati di ATC si propone come unica sperimentazione del genere in Italia.

Per rispondere in maniera soddisfacente alla domanda di energia elettrica e termica è stata prevista la realizzazione di un impianto di cogenerazione alimentato a gas.

L'unità di cogenerazione fornirà l'energia in base alla domanda di calore in sinergia con quella elettrica fornita dall'impianto fotovoltaico. Infatti, per favorire l'impiego di energia derivante da fonti rinnovabili è stata prevista, sulle facciate della palazzina uffici, l'installazione di pannelli fotovoltaici aventi anche la funzione di schermatura, contribuendo alla climatizzazione degli uffici dove operano i dipendenti dell'Agenzia Territoriale per la Casa (ATC).

Il sistema ad alta efficienza energetica sarà composto da: impianto di cogenerazione modulare alimentato a gas naturale (con potenza di 0,9 MW elettrici e 1,1 MW termici) da installare nei locali della palazzina uffici di ATC; chiller ad assorbimento, accoppiato termicamente all'impianto di cogenerazione, anch'esso posto nei locali della palazzina uffici. Il chiller erogherà il freddo necessario alla climatizzazione degli uffici stessi; sistema di distribuzione del calore, modificato opportunamente, per lo stoccaggio dello stesso in modo da immettere il calore in rete nel momento di massimo picco della richiesta; moduli fotovoltaici sulla facciata della palazzina uffici, con funzione di schermatura dal sole, con una potenza di picco totale di 50 kW; ulteriori moduli fotovoltaici da installare sui tetti delle unità abitative con una potenza di picco totale di 100 kW.

Il surplus di energia elettrica prodotto dall'impianto di cogenerazione verrà conseguentemente immesso nel sistema di distribuzione. ATC provvederà inoltre all'installazione di contatori a lettura telematica per ogni utente/punto di scambio con la rete di distribuzione in modo da poter monitorare in ogni momento tutti i flussi elettrici presenti nell'area di Arquata.

Il CRF propone, inoltre, lo studio e la realizzazione di un modello di sistema energetico distribuito, che è stato denominato "Eco-Energy". È costituito da un network di micro-sistemi installati presso gli utenti finali ed in grado di trasformare l'energia primaria in usi finali secondo le dinamiche locali della domanda di elettricità, di caldo e di freddo. È potenzialmente molto vantaggioso, sia in termini ambientali che economici.

Le reti convenzionali di distribuzione collegano le centrali di generazione o di produzione (di energia elettrica, di combustibile, di acqua) con i siti di domanda, che costituiscono dei puri e semplici utilizzatori. I difetti principali di tali reti sono: le perdite di distribuzione, i costi variabili e di investimento per garantire i picchi di domanda, la rigidità di funzionamento, che possono causare discontinuità di servizio.

Il sistema Eco-Energy, propone, invece, di trasformare parte della rete di distribuzione in una "rete attiva", i cui nodi presso l'utenza diventano punti decentrati di generazione, potenzialmente autonomi, e che ricorrono alla rete solo per eccezione. Anzitutto unità evolute di poligenerazione (cogeneratori, trigeneratori), da installare presso gli utenti finali, per fornire un servizio integrato di più usi finali di energia. Inoltre una rete telematica, che renda possibile sia il telecontrollo delle unità singole, sia la gestione centralizzata ed ottimizzata della rete energetica complessiva e del relativo servizio sul territorio. La rete "virtuale" Eco-Energy non presuppone modifiche infrastrutturali, ma si integra con le reti "fisiche" di distribuzione esistenti (elettricità, gas, acqua), interagendo con esse ed ottimizzandone il funzionamento.

Il CESI Ricerca SpA<sup>11</sup> nel periodo 2003-2005 ha sviluppato importanti progetti in linea con gli obiettivi generali sopra richiamati, che hanno riguardato le seguenti aree tematiche. In tale contesto un ruolo di rilievo occupa la realizzazione della test facility sperimentale per la generazione distribuita (potenza elettrica totale di 350 kWe e potenza termica totale di 250 kWth), unica in Europa, finalizzata ad attività di laboratorio o di supporto alla progettazione e sperimentazione di microreti di GD. Consente di sperimentare nuove tecnologie di generazione, inverter, dispositivi di protezione e comunicazione, sistemi di supervisione e controllo e si compone di vari impianti di generazione di energia rinnovabili e non, collegati in rete e gestiti per mezzo di un sistema di supervisione e controllo (sistema ibrido fotovoltaico; batterie al piombo; un motore diesel; un generatore eolico simulato; un Dish Stirling solare termico (10 kW); cinque campi fotovoltaici; un impianto a biomassa cogenerativo; un impianto cogenerativo con microturbina a gas; una Batteria Redox; un volano da 100 kW per Power Quality; un sistema di batterie al Pb; due batterie Zebra).

---

<sup>11</sup> CESI Ricerca SpA è stato costituito alla fine del 2005 con l'obiettivo di sviluppare attività di ricerca finanziata nazionale ed internazionale ed ha iniziato ad operare da gennaio 2006 come Società separata da CESI "Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta" SpA, di cui prima faceva parte. Attualmente il capitale è a maggioranza pubblica (ENEA - 51%) con presenza privata (CESI SpA - 49%).

A livello internazionale il CESI Ricerca partecipa al CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum), al consorzio americano APT (Advanced Power Technologies) sulla sicurezza del sistema e delle infrastrutture critiche, e recentemente ha sottoscritto l'Implementing Agreement ENARD "Electricity Network Analysis Research and Development", che ha lo scopo di creare una vetrina internazionale ad alto livello per lo scambio delle informazioni, della ricerca e dell'analisi attraverso un forte collaborazione dei partner sottoscrittori su una vasta gamma di argomenti fra cui efficienza energetica, impatto ambientale, affidabilità e disponibilità delle reti di distribuzione. Ciò in conformità con la richieste e gli impegni presi a Gleneagles dal G8 per un futuro pulito, sicuro e sostenibile di energia.

L'Università di Roma "La Sapienza" ha promosso un interessante progetto che la vede protagonista sia nella fase di sviluppo e realizzazione, infatti il progetto è coordinato dall'Energy Manager dell'Ateneo, ma soprattutto come sede di applicazione del prototipo. Infatti proprio la "cittadella universitaria del futuro" è destinata a diventare un'isola autonoma sul piano energetico grazie a tecnologie innovative, uno scenario nel quale l'aspetto ambientale si concilia con quello dello sviluppo urbano.

La città universitaria è stata suddivisa in otto isole connesse in rete tra loro, composta di nodi e maglie; ogni nodo produce e consuma energia, quella parte che non consuma viene distribuita ai nodi vicini attraverso le maglie; ad ogni nodo, inoltre, è interconnessa una fonte di energia non tradizionale.

In tale contesto anche ENEA ha definito una *roadmap* articolata su obiettivi a breve, medio e lungo termine nello sviluppo di una serie di elementi chiave per la realizzazione dell'approccio integrato dei progetti pilota:

- obiettivi a breve termine: sviluppo di modelli di componenti (generazione distribuita, rinnovabili e componenti innovativi) e reti, edifici, sistemi di controllo; sviluppo di sistemi di gestione ottimale del *power park* con capacità di seguire l'evoluzione nel tempo, far fronte alle emergenze (*self-healing*) ed ai picchi e mitigare le utenze; sviluppo di componenti innovativi o nuove soluzioni ibride sviluppate con partner industriali.
- obiettivi a medio termine: attivazione di progetti congiunti con diversi attori della Pubblica Amministrazione e dell'industria al fine di realizzare progetti pilota ad alta visibilità (nazionale ed internazionale) che producano soluzioni tecnologiche standardizzate e replicabili. La via maestra che si vuole perseguire è quella di dimostratori esemplari e *scale-up* su scala pre-industriale. Il dimostratore è un passo essenziale in quanto il valore del modello del *power park* è insito non solo nella tecnologia ma anche nell'indotto tecnologico che sviluppa e nella capacità di riflettere al suo interno i meccanismi di *governance*.
- obiettivi a lungo termine: diffusione sul territorio dei progetti pilota delle esperienze condotte sui dimostratori, trasferimento tecnologico e coinvolgimento di attori industriali per operare la trasformazione del mercato.

## 9.4 Tecnologie, ostacoli e benefici

Le tecnologie utilizzate negli ambiti della GD sono molteplici; la prima grande sostanziale distinzione va fatta riguardo alla produzione di tipo termoelettrico e non, che distingue le più tradizionali tecnologie da quelle rinnovabili. Tra queste compaiono: gli impianti idroelettrici, eolici, fotovoltaici e le celle a combustibile. La seconda principale distinzione va fatta tra la produzione di sola energia elettrica e la produzione combinata di energia elettrica e termica (cogenerazione). Questa è la categoria di impianti più diffusa nell'ambito della GD e tra le varie tipologie di impianti si annoverano: turbine a gas tradizionali con recupero di calore, micro-turbine a gas con recupero di calore, turbine a vapore a condensazione e spillamento, turbine a vapore a contropressione, cicli combinati con recupero di calore, motori a combustione interna con recupero di calore. Infine, rimangono gli impianti di produzione di sola energia elettrica come: turbine a gas tradizionali, microturbine, turbine a vapore a condensazione per usi geotermoelettrici, turboespansori, motori a combustione interna semplice.



La diffusione della GD comporta diverse problematiche nella gestione delle reti di distribuzione dell'energia elettrica e, più in generale, nell'ambito dell'interazione con il sistema elettrico.

Per quanto riguarda le criticità rispetto alle reti di distribuzione dell'energia elettrica si segnala, in linea generale, che la GD comporta un diverso modo di utilizzo di tali reti che, essendo state tradizionalmente progettate e gestite per un loro utilizzo di natura prevalentemente passiva, si trovano a dover connettere impianti di produzione in misura tale da comportare problematiche afferenti almeno ai seguenti aspetti: carenza di criteri e strumenti per l'esercizio, il controllo e la supervisione della GD, corretto funzionamento dei sistemi di protezione e attuazione procedure ricerca dei tronchi guasti, funzionamento ad isola, oltreché divario rilevante tra i costi di investimento ancora elevati e i rendimenti elettrici dei motori ad alta efficienza di piccola taglia, troppo bassi.

Nel caso della GD si fa generalmente riferimento a scelte di localizzazione che trascendono le sole valutazioni connesse alle esigenze di produzione elettrica e di gestione della rete, ma premiano determinate condizioni poste da una specifica tipologia di produzione, generalmente connesse alla opportunità di utilizzare una fonte energetica distribuita (es. energia eolica, idrica, fotovoltaica) o un sito avente caratteristiche idonee ad ospitare un impianto di cogenerazione. Nel caso di utilizzo di fonte primaria distribuita, l'opportunità di realizzare un impianto deve considerare non solo la possibile valorizzazione della fonte primaria utilizzata, a fronte dei relativi costi di trasformazione in energia elettrica, ma anche gli aspetti relativi al collegamento alla rete ed all'inserimento in un parco impianti di GD, per consentirne la partecipazione al mercato. Il valore della fonte primaria, in regime di mercato, dipende dalla programmabilità/prevedibilità della sua disponibilità e dalle caratteristiche della domanda servita e del tipo di servizio, che valorizza anche la flessibilità produttiva, ossia la capacità di seguire le variazioni della domanda nelle diverse ore del giorno, della settimana e dell'anno. Dunque la valorizzazione di una fonte distribuita deve considerare sia gli aspetti connessi alla trasformazione di energia primaria in energia elettrica, sia quelli connessi alle esigenze di programmazione e modulazione della produzione rispetto alle variazioni di carico giornaliero.

Per cogliere queste opportunità di valorizzazione, la rete deve consentire non solo il trasporto dell'energia dal punto di produzione ai punti di consumo, ma anche l'integrazione delle singole produzioni nell'ambito dei sistemi elettrici locali, che dipende dalla loro localizzazione e che deve trovare riscontro economico nella quantificazione degli oneri di allacciamento alla rete, per coniugare il regime delle convenienze dei singoli produttori con quelle della collettività degli utenti del servizio di rete (nel caso della cogenerazione tali vincoli sono meno stringenti grazie al consumo del calore utile prodotto localmente).

Dunque il ruolo futuro della GD non è di integrazione della grande produzione centralizzata e specializzata di energia elettrica, ma soprattutto di gestione attiva delle reti di distribuzione, e ciò spiega l'impegno nella GD delle imprese di distribuzione in alcune esperienze di altri paesi. Le reti di distribuzione esistenti non sono state progettate per gestire le risorse energetiche distribuite e i flussi di potenza bidirezionali. I criteri e le regole di esercizio (taratura e coordinamento delle protezioni, regolazione della tensione ecc.) delle reti di distribuzione devono essere rivisti ed eventualmente modificati.

Da queste semplici considerazioni ne consegue che a breve si dovrà verificare un'evoluzione delle reti di distribuzione in genere (un incremento della diffusione degli impianti da GD alimentati da gas naturale potrebbe comportare anche l'esigenza di un'evoluzione delle reti di trasporto del gas) basata sull'individuazione di logiche di controllo efficienti e nuovi sistemi di comunicazione, di modifiche ai sistemi di protezione e alle modalità operative e progettuali delle reti operate dalle imprese di distribuzione.

Tali evoluzioni dovranno essere necessariamente accompagnate da modifiche nella normativa tecnico-economica di accesso alle reti elettriche e del gas stabilita dall'Autorità al fine di intercettare caratteristiche di natura comportamentale (evoluzione del quadro di diritti/obblighi dei soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità e degli utenti delle reti), nonché di natura economica (riconoscimento dei costi sostenuti dai gestori di rete per affrontare l'evoluzione in questione). Al riguardo, si evidenzia che, in tema di connessioni alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità, con la deliberazione 29 luglio 2004, n. 136/04, ha avviato un procedimento nell'ambito del quale verrà predisposta, tra l'altro, una regola tecnica di riferimento per la connessione alle reti di distribuzione in media tensione e alta tensione riguardante anche gli impianti di GD.



Secondo le più accreditate organizzazioni istituzionali e quelle rappresentative dell'industria energetica, i reali benefici della GD si possono riassumere attraverso le seguenti considerazioni.

Un' ampia applicazione delle GD può ridurre drasticamente i costi energetici a due livelli, quelli dell'utente individuale e quelli delle economie nazionali/internazionali nel loro insieme. Mentre i risparmi di costo individuali non possono che essere analizzati caso per caso e dipendono dalle condizioni del mercato locale e dalle situazioni regolatorie, quelli generali si basano sulle valutazioni di risparmi globali di combustibile primario e di trasmissione/distribuzione. Alcuni studi stimano che negli Stati Uniti l'economia potrebbe registrare un risparmio di circa il 20% dei costi elettrici con un raddoppio della quota di mercato della GD nel 2010 e che altre nazioni potrebbero conseguire analoghi risultati.

La generazione elettrica è responsabile di circa il 40% delle emissioni globali di anidride carbonica e sostanzialmente tutte le forme di GD riducono parzialmente (tecnologie avanzate) o totalmente (tecnologie basate su fonti rinnovabili) tali emissioni. Le stime conducono, negli scenari di diffusione elevata della GD, a riduzioni di circa 730 Mt annue al 2010 equivalenti ad un quarto delle riduzioni richieste per ottemperare agli obiettivi imposti dal Protocollo di Kyoto.

Un uso più accentuato della GD contribuisce a limitare le perdite per trasmissione e distribuzione<sup>12</sup> oltre a ridurre sia l'impatto visivo che causano le reti di T&D sia la crescente congestione delle reti nei paesi più sviluppati.

Con il crescere della complessità delle odierne tecnologie, cresce la sensibilità alle fluttuazioni della tensione. Uno studio dell'Electric Power Research Institute (EPRI) degli Stati Uniti ha concluso che nel 2000 soltanto in questo paese la cattiva qualità della fornitura elettrica è costata 119 B\$. Molte industrie hanno pertanto perduto la loro fiducia nella capacità delle *utilities* tradizionali di assicurare forniture elettriche affidabili e guardano con sempre maggiore attenzione a soluzioni di GD che attenuino i rischi di interruzioni e fluttuazioni nei momenti di picco della domanda.

Un sistema di generazione centralizzato basato su una estesa rete di trasmissione e distribuzione è un target vulnerabile. Una più ampia diffusione della GD riduce tale vulnerabilità ai danni o alle distruzioni, ed è ormai riconosciuto che una distribuzione territoriale della generazione elettrica crea diversità, con il risultato di avere un sistema elettrico più robusto ed affidabile.

Vi sono 2 miliardi di persone nel mondo che non hanno accesso all'energia elettrica basata sui sistemi di rete; molte di queste persone vivono in aree sottosviluppate o con una densità di popolazione troppo bassa per giustificare accesso o connessione alla rete. Secondo la Banca Mondiale "la generazione distribuita rappresenta una opportunità unica per aiutare i paesi in via di sviluppo a progredire verso l'utilizzo di energia pulita, affidabile e a costi sostenibili, in sostanza verso crescita economica e riduzione della povertà". La Banca ha un crescente numero di programmi in tal senso basati principalmente sul fotovoltaico, sulle biomasse, sull'eolico di scala ridotta e sul *minihydro*.

Infine ma non meno importanti, vanno segnalati benefici *market-related*, ovvero minor rischio di esposizione alla volatilità dei prezzi dell'elettricità e alla dipendenza dal gas naturale importato. Il consumo di gas si incrementa rapidamente a livello mondiale in quanto si guarda sempre più a tale combustibile per l'alimentazione di centrali elettriche e di pari passo cresce la preoccupazione circa la sicurezza delle forniture. In Europa tale crescita è esplosa negli anni recenti e la GD (con particolare enfasi alla cogenerazione) è uno degli strumenti principali per alleviare una dipendenza ad alto rischio. Nel caso di raddoppio della cogenerazione al 2010 si può ipotizzare un risparmio di circa il 25 % del gas naturale importato.

## 9.5 Ricerca e sperimentazione

Lo sviluppo e la crescita della GD è ormai una realtà non più trascurabile nell'ambito dell'interazione tra le medesime forme di generazione e la rete elettrica. Tali fenomeni trovano la loro spinta nella liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica unitamente ai programmi di sviluppo ed incentivazione allo sfruttamento delle fonti primarie di energia

---

<sup>12</sup> Nel 1999 le perdite di trasmissione e distribuzione hanno rappresentato il 9,5% di tutta la generazione mondiale (equivalenti alla domanda di Francia, Germania e Regno Unito insieme).

rinnovabile. Alla luce della configurazione dell'attività di trasporto (trasmissione e distribuzione) dell'energia elettrica finora adottata in ambito nazionale, il rilevante sviluppo della GD pone dei problemi che devono essere affrontati da molteplici punti di vista. Primo fra tutti, il modo di utilizzo delle reti elettriche e, in particolare, di quelle della distribuzione, potrebbe mutare rispetto a quanto avvenuto sinora.

Le reti di distribuzione dell'energia elettrica hanno da sempre svolto la funzione esclusiva di alimentare le utenze senza differenziare la qualità della fornitura e senza attuare alcuna forma di interazione con i carichi ad esclusione dei distacchi programmati in condizioni di criticità per il sistema elettrico. Le attuali reti di distribuzione sono sostanzialmente passive. Oggi giorno si vanno però delineando nuove esigenze che potrebbero portare ad una trasformazione radicale delle attuali reti di distribuzione da passive in attive, dando luogo ad una diversa filosofia di progetto e di gestione in sinergia con la rete primaria. Un aspetto di particolare rilievo in questa evoluzione è costituito dalla prospettiva di diffusione della Generazione Distribuita non solo nelle reti in media tensione ma in particolare in quelle in bassa tensione. Tale evoluzione si accompagna alla introduzione di dispositivi innovativi, sia nel campo degli apparati di potenza che in quelli di supervisione e controllo, aprendo così svariate prospettive. Le nuove tecnologie possono infatti essere trainanti sia per elevare gli standard qualitativi della rete, sia per quanto attiene la struttura delle reti di distribuzione, l'interfacciamento con i generatori distribuiti e l'interazione con i carichi.

Una diffusione sempre maggiore della GD nella rete comporterà una graduale evoluzione delle reti di distribuzione da una struttura prevalentemente passiva ad una struttura di rete attiva, simile a quella della attuale rete di trasmissione. Per raggiungere tale obiettivo vi è la necessità di sviluppare e utilizzare tecnologie innovative per passare alle reti elettriche digitali, caratterizzate da nuovi dispositivi (d'interconnessione, di comunicazione e logiche di controllo, nuovi sistemi software (protocolli *plug-and-play* dedicati, modelli revisionali, tecnologie di controllo dei carichi), nuovi sistemi di gestione (bidirezionale in *real-time* d'informazione e di potenza) per strutture fortemente interconnesse.

Il sistema di distribuzione evolve verso una struttura caratterizzata dalla suddivisione della rete in aree locali di potenza (area *EPS-electric power system*) fortemente interconnesse tra loro.

Queste architetture di rete di distribuzione attive che riproducono al loro interno la struttura del sistema di produzione e distribuzione dell'energia vengono chiamate: *microgrid* e *Virtual Power Plant* (VPP), possono operare connesse alla rete principale o in isola in modo controllato e coordinato. Questo tipo di evoluzione del sistema elettrico trova una spinta in varie direttive dell'UE, che introducono fra gli altri il ruolo e la figura del gestore del sistema di distribuzione (DSO), che ha il compito in fase di pianificazione dello sviluppo del sistema di distribuzione, di prendere in considerazione misure di efficienza energetica/gestione della domanda e/o generazione distribuita che possano supplire alla necessità di incrementare o sostituire la capacità<sup>13</sup>.

In tal modo si promuove un'azione collettiva di coordinamento nei confronti dei ricercatori, sviluppatori, progettisti di impianti e gestori dei servizi, allo scopo di considerare le reti di distribuzione e gli impianti ad essa connessi come un unico sistema.

Il mercato, dunque, appare alla ricerca di un pragmatismo di fondo e di valori funzionali alle piccole collettività e alle individualità. L'uso di nuove tecnologie e di ritrovati scientifici è coerente con questa nuova cultura, se aiuta concretamente nella gestione della propria quotidianità, se favorisce l'uso individuale dei servizi e l'organizzazione personale, se si presenta accessibile e con una forte flessibilità. Ogni proposta tecnologica infatti ha connotazioni specifiche più o meno allineate al contesto sociale. In una logica di competitività estrema, che fa da acceleratore alle proposte innovative, e nel momento in cui il marketing dell'innovazione non si è ancora sviluppato sufficientemente, allinearsi alle tendenze socioculturali presenti nello scenario esterno è sicuramente un dato di partenza molto importante per le prospettive di successo.

---

<sup>13</sup> Direttiva europea 2003/54/CE.

## 9.6 Opportunità per il futuro

Le sfide della generazione distribuita sono molto ambiziose, ma l'integrazione delle fonti rinnovabili e dell'energia distribuita nelle reti elettriche intelligenti potrebbero produrre benefici socio-economici veramente rivoluzionari per cittadini d'Europa.

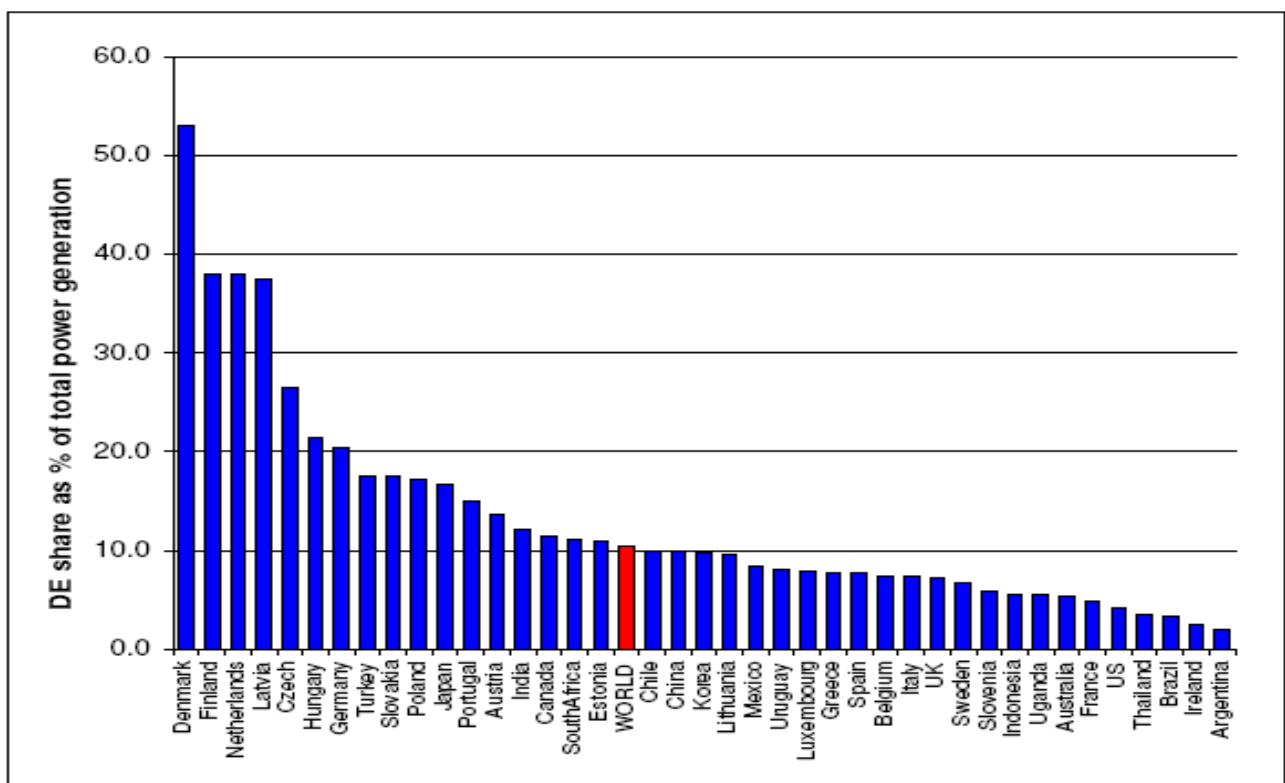
Nello scenario attuale stanno convergendo spinte apparentemente contraddittorie: da un lato una forte spinta ecologica, che richiede interventi urgenti per ridurre i consumi energetici e l'impatto sull'ambiente delle attività umane, dall'altro le esigenze dello sviluppo e la tendenza costante a migliorare la qualità della vita, che portano nella direzione di un maggiore fabbisogno energetico.

Le risposte a questa contraddizione: riorientare le scelte di politica energetica per favorire fonti meno inquinanti e valorizzare quelle rinnovabili, ottimizzare i sistemi esistenti e sostituirli con nuovi sistemi più efficienti e meno inquinanti, promuovere il riciclo ed il recupero, per favorire un uso razionale delle risorse.

La generazione distribuita rappresenta già oggi una piccola ma significativa percentuale del sistema di produzione di energia elettrica (figura 9.6) nei paesi OCSE, e potrà giocare un ruolo maggiore nel prossimo decennio, dato che c'è un numero crescente di utenti interessati ad installare propri sistemi di generazione per:

- avvantaggiarsi della flessibilità delle tecnologie GD di produrre potenza in periodi favorevoli e di espandere rapidamente la potenza stessa in risposta a richieste maggiori;
- usare i generatori esistenti di emergenza per fornire potenza durante i periodi di punta;
- fornire i fabbisogni di elettricità e calore, e vendere elettricità;
- migliorare la affidabilità e la qualità dell'energia consumata.

Figura 9.6 - Capacità di produzione di energia elettrica da GD rispetto alla produzione totale in alcuni paesi e media mondiale



Fonte: WADE, World Alliance for Distributed Energy

L'elemento decisivo per la diffusione di questo nuovo paradigma sarà l'affidabilità, in termini di flessibilità (tariffe condizionate) e robustezza della rete.

La liberalizzazione completa del mercato giocherà un ruolo decisivo nel favorire lo sviluppo di GD economicamente efficiente, dando ai consumatori accesso alla rete di distribuzione.

Riforme strutturali del mercato dovrebbero lasciare il distributore indifferente invece che in competizione con la GD. Tariffe innovative dovrebbero consentire ad un esercente di GD di catturare il valore che esso può dare al sistema di distribuzione e di pagare i costi che invece impone. Molte barriere istituzionali e normative continuano a frenare lo sviluppo di tali sistemi, in quanto i mercati, solo parzialmente aperti, impediscono l'accesso legale alla rete di distribuzione. Inoltre la mancanza di standard di connessione aumenta i costi di transazione per chi propone sistemi di GD.

A livello nazionale esiste un quadro regolatorio che ha fornito strumenti di promozione di tale modello per alcune tipologie impiantistiche e fonti di energia primaria, ma la mancanza di incentivi per le compagnie di distribuzione che incoraggino la GD e anche l'introduzione in rete di potenza che possa ridurre i costi di sistema è un'altra barriera che andrà abbattuta. Il lavoro di sviluppo e di analisi in corso in alcuni progetti sponsorizzati dall'UE porteranno nei prossimi anni a chiarire molti di questi aspetti tecnici e di policy e potranno suggerire opportune raccomandazioni per favorire la transizione verso l'integrazione della GD nell'attuale sistema energetico.

## **APPENDICI**



## **APPENDICE 1**

### **ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA DEGLI EVENTI 2006**

#### **1 gennaio 2006**

La Russia taglia pesantemente le forniture di gas all'Europa a seguito di una disputa commerciale con l'Ucraina, attraverso la quale passa la maggior quantità del gas esportato.

<http://www.gazprom.com/eng/news/2006/01/18618.shtml>

#### **19 gennaio**

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'ENEA sottoscrivono un accordo per lo svolgimento di specifiche attività in materia di valutazione e certificazione dei risparmi energetici.

[http://www.autorita.energia.it/com\\_stampa/06/cs\\_060112.htm](http://www.autorita.energia.it/com_stampa/06/cs_060112.htm)

#### **6 febbraio**

Via libera di Bruxelles all'acquisizione da parte del gruppo giapponese Toshiba delle inglesi Westinghouse Electric UK e Bnlf, gruppi entrambi attivi nel settore nucleare.

[http://ec.europa.eu/comm/competition/mergers/cases/additional\\_data/479909.pdf](http://ec.europa.eu/comm/competition/mergers/cases/additional_data/479909.pdf)

#### **14 febbraio**

A causa dei nuovi tagli di forniture dalla Russia e dalla crescita dei consumi, l'Italia mette mano alle riserve strategiche per fronteggiare l'emergenza gas.

[http://www.attivitaproductive.gov.it/pdf\\_upload/comunicati/phpYNKOFL.pdf](http://www.attivitaproductive.gov.it/pdf_upload/comunicati/phpYNKOFL.pdf)

La Turchia annuncia la costruzione del suo primo impianto nucleare.

<http://www.nea.fr/html/general/profiles/turkey.html>

#### **8 marzo**

La Commissione Europea pubblica il Libro Verde "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura".

[http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/it/com/2006/com2006\\_0105it01.doc](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/it/com/2006/com2006_0105it01.doc)

#### **16 marzo**

La Russia ospita il Summit dei Ministri dell'energia del G8 con l'approvazione di un documento sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sulla trasparenza del mercato del petrolio.

[http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/MEC\\_Current/Full.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/MEC_Current/Full.html)

#### **21 marzo**

Putin concorda una fornitura record di metano alla Cina.

<http://www.frost.com/prod/servlet/cif-econ-insight.pag?docid=76385988>

<http://www.china.org.cn/english/2006/Mar/162925.htm>

#### **3 aprile**

Nasce Confindustria Energia come aggregazione tra le Associazioni confederate del Comparto Energia.

<http://www.confindustriaenergia.org/>

#### **4 aprile**

La Commissione Europea propone l'istituzione dell'European Institute of Technology (EIT), come polo d'eccellenza nell'ambito delle tecnologie in grado di rendere l'Europa più competitiva.

[http://ec.europa.eu/education/policies/educ/eit/index\\_en.html](http://ec.europa.eu/education/policies/educ/eit/index_en.html)

### **27 aprile**

Presentazione del progetto per la realizzazione a Porto Marghera del primo impianto nazionale per la produzione di bioetanolo da mais.

<http://www3.comune.venezia.it/salastampa/comunicati/comunicatiview.asp?key=3793>

<http://www2.regione.veneto.it/videoinf/rurale/14/bietanolo.htm>

### **30 aprile**

Un incendio provoca la chiusura della raffineria Impianti Nord in Sicilia. La chiusura dell'impianto, con una capacità di raffinazione di 160.000 barili al giorno, causa tra l'altro un rialzo a livello mondiale dei prezzi del greggio.

[http://www.erg.it/ergctx/allegati/system/galleries/download/comunicatiStampa/CS\\_010506\\_it.pdf](http://www.erg.it/ergctx/allegati/system/galleries/download/comunicatiStampa/CS_010506_it.pdf)

### **11 maggio**

La Merriman, holding di servizi finanziari, lancia negli Stati Uniti un indice di Borsa di titoli di compagnie interessate allo sviluppo e alla commercializzazione di tecnologie nel campo delle energie rinnovabili.

<http://www.renewableenergyaccess.com/rea/news/story?id=44878>

### **15 maggio**

Gli Stati Uniti ristabiliscono normali rapporti diplomatici con la Libia.

[http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/MEC\\_Current/May.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/MEC_Current/May.html)

### **25 maggio**

La Cina riceve il primo greggio attraverso il nuovo oleodotto di mille chilometri che la collega al Kazakhstan.

[http://www.chinadaily.com.cn/china/2006-05/26/content\\_600633.htm](http://www.chinadaily.com.cn/china/2006-05/26/content_600633.htm)

### **26 maggio**

La Cina riceve il primo carico di gas liquefatto al gassificatore di Guandong, il primo impianto costruito nel Paese.

[http://www.chevron.com/news/press/2006/2006-05-16\\_1.asp](http://www.chevron.com/news/press/2006/2006-05-16_1.asp)

### **31 maggio**

Viene lanciata a Bruxelles la Piattaforma tecnologica europea, che riunisce tutti i soggetti coinvolti nel settore del solare termico.

[http://www.esttp.org/cms/front\\_content.php](http://www.esttp.org/cms/front_content.php)

### **1 giugno**

L'energia eolica rappresenta ormai il 13% della potenza elettrica spagnola, una quota superiore a quella rappresentata rispettivamente dal nucleare, ovvero dall'idroelettrico e dall'olio combustibile.

<http://www.renewableenergyaccess.com/rea/news/story?id=35745>

### **6 giugno**

Itabia presenta al Governo il "Manifesto sugli interventi per lo sviluppo della bioenergia in Italia", per rafforzare la crescita delle biomasse nel sistema economico nazionale.

<http://www.itabia.it>

<http://www.campagnaamica.it/pag2.php?id=2644>

### **15-16 giugno**

Si conclude a Bruxelles il Consiglio Europeo dell'Energia con l'impegno a diversificare ulteriormente le fonti di energia, a promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili e a perseguire un uso più efficiente dell'energia.

[http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms\\_Data/docs/pressData/it/ec/90128.pdf](http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/it/ec/90128.pdf)



### **19 giugno**

Quasi 9mila morti all'anno in Italia per inquinamento atmosferico da Pm10 e ozono. L'allarme arriva dai risultati dello studio condotto dall'Organizzazione Mondiale per la Sanità (Oms) per conto dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente (Apat).

[http://www.areeurbane.apat.it/site/files/oms/rapporto%20apat\\_oms.pdf](http://www.areeurbane.apat.it/site/files/oms/rapporto%20apat_oms.pdf)

### **20 giugno**

In un incontro a Mosca delegazioni del governo italiano e russo concordano il potenziamento delle attuali relazioni in campo energetico.

<http://www.governo.it/Presidente/Comunicati/dettaglio.asp?d=28386>

DuPont e Bp annunciano una partnership per lo sviluppo e la produzione di nuovi biocarburanti.

[http://www2.dupont.com/Biofuels/en\\_US/](http://www2.dupont.com/Biofuels/en_US/)

Petrobras, la compagnia brasiliana a partecipazione statale, effettua un test industriale per la produzione di H-bio, un nuovo biodiesel composto da una miscela di petrolio e oli vegetali.

[http://www.noticiaspetrobras.com.br/interna.asp?id\\_noticia=1643&id\\_editoria=22](http://www.noticiaspetrobras.com.br/interna.asp?id_noticia=1643&id_editoria=22)

### **27 giugno**

il 25% dell'energia prodotta in Danimarca è ottenuto attraverso l'utilizzazione delle fonti rinnovabili.

<http://www.iea.org/Textbase/npsum/Denmark2006SUM.pdf>

### **1 luglio**

Inizia l'anno della Presidenza italiana di Eureka, la rete internazionale che favorisce la cooperazione fra le piccole e medie imprese che conducono ricerca per aumentare il livello di produttività e competitività europeo sulla scala mondiale.

<http://www.eureka-chair.it/>

Nanosolar, compagnia leader nell'innovazione nel campo dell'energia solare, annuncia la costruzione in California della più grande fabbrica al mondo di celle solari.

<http://www.nanosolar.com/pr5-6.htm>

### **3 luglio**

Si apre a Pechino la settimana dedicata alla presentazione dei 57 progetti realizzati dal Ministero dell'Ambiente italiano in collaborazione con varie istituzioni cinesi, e cofinanziati da organismi e agenzie internazionali.

<http://www.minambiente.it/st/Ministero.aspx?doc=ufficiostampa/2006p/6luglio.xml>

Intesa tra l'Unione Europea e i governi di Austria, Romania, Bulgaria e Turchia per il progetto di costruzione di Nabucco, il gasdotto che collegherà l'Europa all'Iran.

[http://ec.europa.eu/dgs/energy\\_transport/newsletter/dg/2006/nl187-2006-06-30\\_en.html#e01](http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/newsletter/dg/2006/nl187-2006-06-30_en.html#e01)

[http://www.regioni.it/upload/dossier\\_n\\_22.doc](http://www.regioni.it/upload/dossier_n_22.doc)

### **13 luglio**

Inaugurazione dell'oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC) che consente di trasportare il greggio dal Mar Caspio al sud della Turchia, evitando l'attraversamento di Russia e Iran.

<http://www.btc.com.tr/eng/project.html>

### **17 luglio**

Viene approvato al G8 di San Pietroburgo un Piano d'Azione per l'energia articolato in 55 punti.

<http://en.g8russia.ru/docs/11.html>

### **21 luglio**

Viene presentato il Rapporto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio sulla gestione dei rifiuti per l'anno 2005.

[http://www2.minambiente.it/sito/settori\\_azione/ribo/docs/rapporto\\_gestione\\_rifiuti\\_2005.pdf](http://www2.minambiente.it/sito/settori_azione/ribo/docs/rapporto_gestione_rifiuti_2005.pdf)

## **24 luglio**

Il Consiglio Europeo adotta la proposta di revisione delle linee guida per le reti energetiche transfrontaliere (Ten-E) per la creazione del mercato interno dell'energia e per la sicurezza degli approvvigionamenti.

<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/06/304&format>

## **27 luglio**

L'assemblea degli azionisti del GRTN delibera a partire dal 1° ottobre il cambio della ragione sociale in GSE - Gestore dei servizi elettrici, per evidenziare il ruolo di soggetto fornitore di servizi nel settore elettrico.

<http://www.grtn.it/ita/chisiamo/missione.asp>

Il Gestore del Sistema Elettrico annuncia il superamento del tetto di 85 MW al sistema di incentivazione del fotovoltaico fissato per il 2006.

[http://www.grtn.it/biblioteca/documenti/9432\\_20060411COMUNICATOSTAMPAFTVIITRIMESTRE.PDF](http://www.grtn.it/biblioteca/documenti/9432_20060411COMUNICATOSTAMPAFTVIITRIMESTRE.PDF)

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas annuncia l'erogazione di un contributo pari a 100 euro per tonnellata equivalente di petrolio (Tep), risparmiata attraverso iniziative e tecnologie mirate ad un utilizzo sempre più efficiente dell'energia.

[http://www.autorita.energia.it/com\\_stampa/06/cs\\_060727.htm](http://www.autorita.energia.it/com_stampa/06/cs_060727.htm)

Iniziativa comune tra lo Stato della California e il Regno Unito per la creazione di un mercato per la compravendita di permessi di emissione e per lo scambio di esperienze e tecnologie sui cambiamenti climatici e l'efficienza energetica.

<http://gov.ca.gov/index.php?/press-release/2770/>

## **1 agosto**

La Banca Mondiale pubblica il rapporto "The 2006 Little Green Data Book", nel quale traccia con dati completi ed esaustivi un quadro della situazione energetica e ambientale, anche alla luce dell'ingresso su scala mondiale di India e Cina.

<http://siteresources.worldbank.org/INTEEI/936214-1146251511077/20916989/LGDB2006.pdf>

Gazprom e Petroleos de Venezuela siglano a Mosca un accordo per l'industria venezuelana del gas. L'accordo conferma ed estende il memorandum d'intesa sottoscritto nel gennaio 2005 tra Gazprom e PDVSA.

[http://www.russianewswire.com/releases\\_headlines\\_details.php?id=3191](http://www.russianewswire.com/releases_headlines_details.php?id=3191)

## **4 agosto**

Il colosso russo del gas Gazprom e la compagnia statale algerina del gas Sonatrach firmano un memorandum d'intesa sulla estrazione, la produzione e la distribuzione del gas in Algeria, Russia e Paesi terzi.

<http://www.gazprom.com/eng/news/2006/08/20610.shtml>

## **21 agosto**

Il Governatore della California approva il completamento del Piano che prevede l'installazione di un milione di tetti solari entro il 2018.

<http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/>

## **25 agosto**

Si conclude a Pechino la visita del presidente venezuelano Chavez. In cambio della fornitura di un milione di barili in cinque anni, la Cina si impegna a operare consistenti investimenti nell'industria petrolifera venezuelana.

<http://news.bbc.co.uk/2/hi/business/5276260.stm>

### **1 settembre**

Approvazione in California di una legge che impone la riduzione entro il 2020 del 25% delle emissioni di gas serra.

<http://www.cpuc.ca.gov/static/energy/electric/climate+change/key+cpuc+ghg+actions+sept+2006.pdf>

### **5 settembre**

ENEL ed Eni annunciano la costituzione di un consorzio con il gruppo russo Enn per la produzione di gas e di elettricità.

<http://www.cobrand.ilsole24ore.com/fc?cmd=art&artId=817537&chId=41&artType=Articolo&back=0>

Via libera alla fusione tra le ex municipalizzate di Milano e Brescia AEM e ASM con l'obiettivo di raggiungere una massa critica nel settore dell'energia.

[http://www.aem.it/home/cms/stampa/rassegna\\_stampa/2006/settembre/](http://www.aem.it/home/cms/stampa/rassegna_stampa/2006/settembre/)

Via libera politico per l'oleodotto Bourgas Alexandroupolis nel vertice di Atene tra il primo ministro greco e i presidenti russo e bulgaro.

[http://www.acci.gr/trade/No33/TRADE\\_04\\_05.pdf](http://www.acci.gr/trade/No33/TRADE_04_05.pdf)

### **11 settembre**

Un miliardo di persone avranno l'energia elettrica grazie al fotovoltaico entro il 2020. Lo evidenzia il rapporto "Solar Generation" presentato da Greenpeace ed EPIA (Associazione europea degli industriali del fotovoltaico).

<http://www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/solargen3.pdf>

### **18 settembre**

Si conclude la missione governativa e imprenditoriale italiana in Cina con accordi nei settori industria, cultura, ambiente e logistica.

[http://www.governo.it/GovernoInforma/Dossier/cina/doc/cina\\_programma.pdf](http://www.governo.it/GovernoInforma/Dossier/cina/doc/cina_programma.pdf)

Nasce Assosolare, l'associazione dell'industria solare fotovoltaica che si propone di rappresentare il settore nei confronti delle Istituzioni e di tutti gli altri *stakeholder* nazionali e internazionali.

<http://www.assosolare.org/>

### **27 settembre**

Russia e Venezuela sottoscrivono un accordo per il risanamento ambientale e per la ricerca e lo sfruttamento di giacimenti petroliferi.

[http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.en/design/readsearch.tpl.html&newsid\\_obj\\_id=3047&newsid\\_temas=0](http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.en/design/readsearch.tpl.html&newsid_obj_id=3047&newsid_temas=0)

La Commissione europea propone di creare un Fondo globale di capitale di rischio, con una dotazione di 100 milioni di euro, per promuovere l'efficienza energetica e le energie rinnovabili nei paesi in via di sviluppo.

[http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/key\\_elements.pdf](http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/key_elements.pdf)

La Commissione Europea presenta il Piano d'azione per l'efficienza energetica.

[http://ec.europa.eu/energy/action\\_plan\\_energy\\_efficiency/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/action_plan_energy_efficiency/index_en.htm)  
<http://europa.eu.int/italia/news/10e60652ffa.html>

L'ENEA entra nella piattaforma europea TPWind, l'organismo voluto dalla Commissione Europea per identificare le priorità nella ricerca sulla fonte eolica.

<http://www.enea.it/com/web/news/attiv/piattaforma.html>

Areva e Mitsubishi stringono una alleanza a tutto campo nel nucleare.

<http://www.mhi-ir.jp/english/new/sec1/200610190007.html>

**20 ottobre**

La Slovenia avvierà nel 2013 la costruzione di un secondo reattore da 1.000 MW con la costruzione di un deposito per lo stoccaggio delle scorie nucleari.

<http://www.ansa.it/balcani/slovenia/20061020181834085756.html>

**23 ottobre**

Firma dell'accordo di collaborazione tra Enel, Itea (società del gruppo Sofinter) ed ENEA per lo sviluppo di una tecnologia avanzata finalizzata alla quasi totale riduzione delle emissioni dalle centrali termoelettriche alimentate a carbone.

[http://www.enel.it/azienda/sala\\_stampa/comunicati/ss\\_comunicatiarticolo.asp?IdDoc=1483495](http://www.enel.it/azienda/sala_stampa/comunicati/ss_comunicatiarticolo.asp?IdDoc=1483495)

**24 ottobre**

La principale compagnia petrolifera giapponese Nippon Oil, la Toyota e Petronas, società petrolifera del governo malese, decidono forme di collaborazione per realizzare un nuovo biodiesel dall'olio di palma.

<http://www.planetark.com/avantgo/dailynewsstory.cfm?newsid=38628>

Si conclude l'accordo Russia-Ucraina sul gas con la firma di tre intese bilaterali.

[http://www.euronews.net/create\\_html.php?article=387051&lng=4](http://www.euronews.net/create_html.php?article=387051&lng=4)

**26 ottobre**

Presentazione del Rapporto ENEA-Federambiente dedicato alla gestione integrata e sostenibile dei rifiuti in Italia.

<http://www.enea.it/com/web/pubblicazioni/RapportoRecuperoEnergeticoRifiuti.pdf>

Viene pubblicato il rapporto "Tendenze e previsioni sulle emissioni di gas serra in Europa al 2006" della Agenzia Europea dell'Ambiente (AEA).

[http://reports.eea.europa.eu/eea\\_report\\_2006\\_9/en/](http://reports.eea.europa.eu/eea_report_2006_9/en/)

Nel terzo trimestre nel 2006 triplicati negli Stati Uniti gli investimenti sulle rinnovabili, in particolare nel settore dei biocarburanti.

<http://cleantech.com/index.cfm?pageSRC=CleantechDefined>

L'APAT presenta il Rapporto 2006 dell'inventario delle emissioni (National Inventory Report 2006).

[http://www.apat.gov.it/site/contentfiles/00143300/143306\\_rapporto\\_2006\\_70.pdf](http://www.apat.gov.it/site/contentfiles/00143300/143306_rapporto_2006_70.pdf)

**27 ottobre**

Il presidente boliviano Morales porta a termine la nazionalizzazione degli idrocarburi. La Bolivia è il secondo paese sudamericano per riserve di gas.

<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Bolivia/Background.html>

La Commissione Europea presenta il rapporto "Progress achieving the Kyoto objectives" sui progressi compiuti dagli stati membri nel raggiungimento degli obiettivi di Kyoto.

[http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/kyotoreport\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/kyotoreport_en.pdf)

<http://europa.eu.int/italia/news/10e99992259.html>

**4 novembre**

Un'interruzione del servizio elettrico in Germania produce una serie di distacchi automatici che colpiscono dieci milioni di utenti europei.

<http://www.ucte.org/pdf/News/20061105-Disturbance.pdf>

<http://www.autorita.energia.it/docs/06/238-06.htm>

### **6-17 novembre**

Si conclude la Conferenza ONU sui cambiamenti climatici di Nairobi. Con l'impegno che nascerà nel 2008 il nuovo accordo mondiale (Kyoto 2) per la riduzione delle emissioni inquinanti anche con la partecipazione di Brasile, India e Cina. La conferenza ha anche approvato l'istituzione del fondo per l'energia rinnovabile in favore dei paesi africani.

[http://unfccc.int/meetings/cop\\_12/items/3754.php](http://unfccc.int/meetings/cop_12/items/3754.php)

[http://ec.europa.eu/environment/climat/nairobi\\_06.htm](http://ec.europa.eu/environment/climat/nairobi_06.htm)

### **7 novembre**

Viene presentato a Londra il World Energy Outlook 2006 della International Energy Agency. I principali temi toccati sono il risvegliato interesse per il nucleare, gli alti prezzi dell'energia e gli investimenti necessari in campo energetico.

<http://www.iea.org/Textbase/npsum/WEO2006SUM.pdf>

### **8 novembre**

Si apre a Rimini la 10ª edizione di Ecomondo, Fiera Internazionale del Recupero di Materia ed Energia e dello Sviluppo Sostenibile.

<http://www.ecomondo.com/>

Entra in vigore il Decreto Legislativo con disposizioni correttive e integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale.

<http://gazzette.comune.jesi.an.it/2006/274/2.htm>

### **9 novembre**

La Commissione Europea dà il via al Programma quadro per l'innovazione e la competitività (CIP), al fine di garantire crescita e occupazione e di promuovere l'efficienza energetica e l'utilizzo di energie alternative.

[http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/it/oj/2006/l\\_310/l\\_31020061109it00150040.pdf](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/it/oj/2006/l_310/l_31020061109it00150040.pdf)

### **13 novembre**

Dal 1º gennaio 2007 la Francia introdurrà una carbon tax sulle emissioni insieme alla proposta del prelievo europeo sulle merci importate da Paesi che non hanno sottoscritto il protocollo di Kyoto.

[http://www.premier-ministre.gouv.fr/IMG/pdf/CIDD\\_131106.pdf](http://www.premier-ministre.gouv.fr/IMG/pdf/CIDD_131106.pdf)

### **14 novembre**

Eni e Gazprom firmano un accordo strategico che prevede la creazione di un'alleanza internazionale in progetti comuni e nella cooperazione tecnologica.

[http://www.eni.it/eni/images\\_static/it/eni\\_gazprom\\_it.pdf](http://www.eni.it/eni/images_static/it/eni_gazprom_it.pdf)

### **20 novembre**

Secondo quanto emerge da un rapporto pubblicato dall'EIA, rallenta negli Stati Uniti la crescita delle emissioni a effetto serra.

<http://www.eia.doe.gov/oiaf/1605/ggrpt/index.html>

### **23-24 novembre**

Si svolge a Roma la terza edizione del Rome Energy Meeting, l'appuntamento che raccoglie esperti da ogni parte del mondo a discutere di energia.

<http://www.energymeeting.it>

Si tiene a Roma il Workshop ENEA per il governo e la sicurezza delle Grandi Reti Tecnologiche ed Energetiche.

[http://www.enea.it/com/web/convegna/DOSSIER\\_24\\_11\\_06.pdf](http://www.enea.it/com/web/convegna/DOSSIER_24_11_06.pdf)

### **27 novembre**

Cina, Corea del Sud, Stati Uniti, India, Giappone, Russia e Unione Europea firmano a Parigi il trattato Iter (International thermonuclear experimental reactor) per un progetto di reattore sperimentale di fusione termonucleare.

[http://www.iter.org/a/index\\_nav\\_6.htm](http://www.iter.org/a/index_nav_6.htm)

Edf colloca in borsa la controllata Energies Nouvelles.

[http://www.edf-energies-nouvelles.com/english/index\\_gb.asp](http://www.edf-energies-nouvelles.com/english/index_gb.asp)

### **1 dicembre**

L'ENEA acquisisce il 51% di CESI RICERCA SpA, che diviene quindi una società di ricerca a maggioranza pubblica del settore elettro-energetico.

<http://www.enea.it/com/web/news/attiv/CesiRicerca.html>

### **5 dicembre**

Il Department of Energy degli Stati Uniti pubblica l'Annual Energy Outlook, che riflette lo spostamento dell'attenzione verso il nucleare, i biocombustibili e il miglioramento dell'efficienza energetica.

<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html>

### **11 dicembre**

I ministri italiano e romeno dell'Ambiente firmano un accordo per lo sviluppo sostenibile in Romania, mediante uno schema di cooperazione nell'ambito dei cambiamenti climatici.

<http://www.minambiente.it/st/Ministero.aspx?doc=ufficiostampa/2006p/11dicembreII.xml>

Compie 20 anni l'impianto ENEA Delphos di Manfredonia, il più grande impianto fotovoltaico in Europa.

<http://titano.sede.enea.it/Stampa/skin2col.php?page=comunicatodetail&id=193>

### **14 dicembre**

L'ENEL presenta un grande piano di investimenti per l'impegno strategico della società per lo sviluppo sostenibile.

[http://www.enel.it/eWCM/salastampa/comunicati/1490244-1\\_PDF-1.pdf](http://www.enel.it/eWCM/salastampa/comunicati/1490244-1_PDF-1.pdf)

### **19 dicembre**

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce gli obiettivi 2007 di risparmio energetico per i distributori di energia elettrica e di gas naturale.

<http://www.autorita.energia.it/docs/06/293-06.htm>

### **20 dicembre**

Con l'approvazione dell'aumento di capitale, subisce una significativa accelerazione la realizzazione del gasdotto Galsi tra Algeria e Italia (via Sardegna).

<http://www.edison.it/edison/site/it/pressroom/releases/index.html?uri=/shared/press/ir/n20dicembre2006.html>

## APPENDICE 2

### RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI 2006

#### 14 aprile

Entra in vigore il Decreto legislativo 152/2006 "Norme in materia ambientale" che riscrive in parti significative la normativa ambientale.

[http://www.ambientediritto.it/Legislazione/VARIE/2006/TU\\_%202006-03-29.pdf](http://www.ambientediritto.it/Legislazione/VARIE/2006/TU_%202006-03-29.pdf)

#### 9 giugno

Viene presentato in Consiglio dei Ministri lo Schema di disegno di legge recante misure per la liberalizzazione del mercato dell'energia, per la razionalizzazione dell'approvvigionamento, per il risparmio energetico e misure immediate per il settore energetico.

[http://www.attivitaproduttive.gov.it/pdf\\_upload/documenti/phpXyxnyx.pdf](http://www.attivitaproduttive.gov.it/pdf_upload/documenti/phpXyxnyx.pdf)

#### 15 giugno

Il Parlamento europeo approva il Settimo Programma Quadro (FP7) che regolerà la ricerca scientifica e tecnologica dell'Unione Europea fino al 2013, con un budget complessivo di 50,5 miliardi di euro.

<http://cordis.europa.eu/fp7/home.html>

#### 29 giugno

Il Parlamento francese approva una legge che individua nel deposito sotterraneo ad alta profondità la soluzione definitiva del problema dello stoccaggio delle scorie nucleari.

<http://www.legifrance.gouv.fr/WAspad/UnTexteDeJorf?numjo=ECOX0600036L>

#### 30 giugno

Il Ministro dell'Ambiente sospende l'efficacia dei 17 decreti di attuazione della Delega ambientale, a suo tempo pubblicati sulla Gazzetta Ufficiale del maggio 2006.

<http://www.minambiente.it/st/Ministero.aspx?doc=ufficiostampa/2006p/30giugno.xml>

#### 7 luglio

Viene approvata in Germania la riforma costituzionale attraverso una riorganizzazione delle competenze tra Stato e Länder. La riforma prevede un rafforzamento del potere dello Stato federale sull'energia nucleare e sulla politica ambientale.

[http://www.astrid-online.it/Dossier--r/Riforma-co/Sen\\_ServStud\\_dossier\\_n\\_22\\_Rifcostted.pdf](http://www.astrid-online.it/Dossier--r/Riforma-co/Sen_ServStud_dossier_n_22_Rifcostted.pdf)

#### 10 luglio

Presentato dal ministro francese dell'industria il piano pluriennale 2005-2015 di produzione elettrica, che prevede un minor ricorso al nucleare, più rinnovabili ed un dimezzamento del carbone.

<http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/ppi2006.pdf>

#### 19 luglio

Il Congresso degli Stati Uniti introduce il "Fuel Economy Reforma Act of 2006" per ridurre la dipendenza degli Stati Uniti dal petrolio e l'inquinamento ambientale.

<http://www.govtrack.us/congress/bill.xpd?bill=s109-3694>

#### 11 agosto

Viene reso pubblico dal Ministero per l'Ambiente il Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di CO<sub>2</sub>.

<http://www.minambiente.it/st/Ministero.aspx?doc=sviluppo/accordinter/glo/emissiont/pna.xml>

#### 29 settembre

Viene approvata la risoluzione del Parlamento Europeo sulla quota di fonti energetiche rinnovabili nell'Unione Europea e le proposte di azioni concrete.

<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?objRefId=101080&language=IT>

### **9 ottobre**

Diventa operativa la Commissione nazionale per l'energia solare, che si è insediata ufficialmente presso il Ministero dell'Ambiente con l'obiettivo di individuare le migliori modalità per l'incremento della diffusione delle tecnologie solari termiche e fotovoltaiche.

<http://www.fiper.it/2006/23settembre.html>

### **12 ottobre**

Il Consiglio dei Ministri approva il secondo decreto legislativo correttivo del Codice ambientale (Dlgs 152/06). Il provvedimento modifica le parti terza e quarta del Codice, in particolare la disciplina delle acque e dei rifiuti.

[http://www2.minambiente.it/news/docs/DIA\\_CORRETTIVO.ppt](http://www2.minambiente.it/news/docs/DIA_CORRETTIVO.ppt)

### **16 ottobre**

Il Consiglio dei Ministri approva uno schema di decreto legislativo che modifica alcune parti della normativa in materia di rendimento energetico nell'edilizia.

<http://www.e-gazette.it/public/arc/bib/ap729.pdf>

Il Senato francese approva un progetto di legge che recepisce nell'ordinamento nazionale la direttiva UE sull'apertura totale dei mercati dell'energia dal 1° luglio 2007.

<http://www.senat.fr/dossierleg/pjl06-003.html>

### **27 ottobre**

Il Consiglio dei Ministri approva uno schema di decreto legislativo che attua la direttiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio con lo scopo di incentivare la diffusione della cogenerazione ad alto rendimento.

<http://www.governo.it/GovernoInforma/Dossier/cogenerazione/sintesi.pdf>

Il Governo approva, su proposta del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, uno schema di decreto legislativo che apporta un secondo stock di modifiche al Codice ambientale (decreto legislativo n. 152 del 2006), specificatamente in materia di disciplina dei rifiuti.

[http://www2.minambiente.it/news/docs/DIA\\_CORRETTIVO.ppt](http://www2.minambiente.it/news/docs/DIA_CORRETTIVO.ppt)

### **13 dicembre**

Il Parlamento Europeo approva il regolamento REACH, il sistema di registrazione, valutazione e successiva autorizzazione delle sostanze chimiche prodotte e importate in Europa.

[http://ec.europa.eu/enterprise/reach/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/enterprise/reach/index_en.htm)

### **15 dicembre**

Il Ministro dello Sviluppo Economico firma i decreti con cui si definiscono, per l'anno 2007, le modalità di vendita dell'energia elettrica prodotta dagli impianti CIP 6/92.

### **18 dicembre**

Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare consegna alla Commissione dell'Unione Europea il piano nazionale italiano di emissioni di CO<sub>2</sub>.

[http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/nap\\_italy.pdf](http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/nap_italy.pdf)

### **22 dicembre**

Il Ministro dello Sviluppo Economico firma i decreti relativi alla individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali e al programma di misure ed interventi su utenze energetiche pubbliche.

<http://www.guritel.it/icons/freepdf/SGFREE/2007/01/03/SG002.pdf>

Il Ministro dello Sviluppo economico firma il decreto sulla nuova "Procedura di emergenza per il sistema nazionale del gas naturale".

[http://www.sviluppoeconomico.gov.it/pdf\\_upload/comunicati/phpL0MPdZ.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/pdf_upload/comunicati/phpL0MPdZ.pdf)



## APPENDICE 3

### ENERGIA E AMBIENTE: GLOSSARIO E ACRONIMI

**ACEA** - European Automobile Manufacturers Association. Associazione dei produttori europei di autoveicoli

**AEA** - Agenzia Europea dell'Ambiente (vedi EEA)

**AEEG** - Autorità per l'energia elettrica e il gas

**(A)FBC** - (Atmospheric) Fluid Bed Combustion. Impianto a letto fluido atmosferico

**AGCM** - Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato

**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

**AG21L**- 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 per l'Energia (vedi IEA)

**ALLOWANCES** - Quote di emissioni misurate ed espresse in CO<sub>2</sub> equivalente che attribuiscono al loro titolare il diritto di emettere determinate quantità di gas ad effetto serra

**ALTENER** - È il programma non tecnologico di promozione delle fonti energetiche rinnovabili nell'Unione Europea

**ANAS** - Ente Nazionale per le Strade. È il gestore della rete stradale e autostradale italiana di interesse nazionale

**APAT** - Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici

**API** - American Petroleum Institute. Organizzazione statunitense che emana norme e regolamentazioni che vengono adottate quasi universalmente dall'industria petrolifera mondiale. Di particolare importanza l'indice di gravità API che definisce la densità dei greggi e dei prodotti petroliferi

**ARE** - Agenzia Regionale per l'Energia

**ASSOBIODIESEL** - Associazione Italiana dei Produttori di Biodiesel, e fa capo ad ASSITOL - Associazione Nazionale dell'Industria Olearia. Associazione di categoria aderente a Confindustria

**ATC** - Agenzia Territoriale per la Casa. Esercita le funzioni già attribuite all'Istituto Autonomo per le Case Popolari (IACP) dalla legislazione nazionale e regionale in materia di Edilizia Residenziale Pubblica

**ATECO91** - Classificazione statistica delle Attività Economiche

**AU** - Acquirente Unico. Società per azioni costituita dal Gestore della Rete (ora GSE) per garantire ai Clienti Vincolati la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio. Garantisce per questi clienti l'applicazione di una tariffa unica nazionale

**BANCA MONDIALE** - Istituzione bancaria sovranazionale avente la finalità di finanziarie e promuovere lo sviluppo mondiale, mediante l'erogazione di risorse finanziarie per attenuare le disuguaglianze tra le aree economiche del pianeta (anche World Bank)

**BASELINE SCENARIO** - Scenario di riferimento di un progetto in base a un meccanismo di sviluppo pulito (CDM) che ragionevolmente rappresenta le emissioni di gas serra che si sarebbero avute in assenza dell'attività progettuale proposta

**BAT** - Best Available Techniques. Le più efficienti ed avanzate tecniche, industrialmente disponibili ed applicabili in condizioni tecnicamente valide, in grado di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso

**BCE** - Banca Centrale Europea. Dal 1° gennaio 1999 essa ha il compito di dare attuazione alla politica monetaria europea definita dal Sistema europeo di banche centrali (SEBC)

**BEN** - Bilancio Energetico Nazionale. Descrive e quantifica tutti i flussi di energia prodotti e consumati dall'economia italiana in un determinato anno

**BER** - Bilancio Energetico Regionale. Strumento di conoscenza della struttura della domanda e dell'offerta di energia nella regione

**BERD** - Business Expenditure Research & Development. Spesa del settore imprenditoriale per la R&S

**BORSA ELETTRICA** - Sistema di vendita di energia all'ingrosso che determina quali sistemi di generazione o impianti sono chiamati ad incontrare la domanda in ogni momento e determina il prezzo dell'energia in quel determinato istante

**BOTTOM UP** – Si dice di un processo che inizia dal basso e prosegue verso l'alto, ovvero dal livello locale al livello nazionale

**CANDU** – CANada Deuterium Uranium. Reattore ad acqua pesante sviluppato in Canada

**CAFE** – Clean Air For Europe. Programma comunitario di analisi tecniche e di sviluppo politico per l'adozione di una strategia tematica sull'inquinamento dell'aria

**CAFE**- Corporate Average Fuel Economy, insieme di norme emanate nel 1975 dal Congresso degli Stati Uniti che «invitano» al risparmio energetico le industrie dell'auto, pena pesanti tassazioni supplementari

**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

**CCS** – Carbon Capture and Storage. Captazione e confinamento della CO<sub>2</sub>

**CDM** – Clean Development Mechanism. "Meccanismo di sviluppo pulito". È uno dei meccanismi flessibili previsti dal protocollo di Kyoto che promuove progetti di riduzione delle emissioni nei Paesi in via di sviluppo

**CDP** – Cassa Depositi e Prestiti. Amministrazione dello Stato che svolge attività e servizi di interesse economico generale

**CDR** – Combustibile Derivato da Rifiuti. Combustibile ottenuto dai rifiuti urbani ottenuto attraverso cicli di lavorazione che ne garantiscano un adeguato potere calorifico, riducendo la presenza di sostanze pericolose, in particolare ai fini della combustione

**CER(U)** – Certified Emissions Reduction (Unit). Riduzione delle emissioni certificate: credito equivalente ad una tonnellata di CO<sub>2</sub> generato da un progetto in base a un meccanismo di sviluppo pulito (CDM) (vedi ERU)

**CERA** – Cambridge Energy Research Associates, Inc. Società di advisor per le compagnie internazionali che si occupano di energia, per i governi, per le istituzioni internazionali e i fornitori di tecnologie

**CERTIFICATI BIANCHI** – (Vedi TEE)

**CERTIFICATI VERDI** – Titoli annuali, 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

**CESI RICERCA SpA** - Società a maggioranza pubblica (ENEA) con il compito di sviluppare programmi di ricerca di interesse generale per il sistema elettrico nazionale

**CHP** – Combined Heat and Power (Vedi Cogenerazione)

**CIF** – Cost Insurance Freight. Costo, Assicurazione e Nolo. È 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

**CIL** – Consumo Interno Lordo. Saldo del bilancio energetico di un territorio pari alla somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e delle variazioni delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie

**CIP6** – 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

**CLUP** – Costo del Lavoro per Unità Prodotta. Rappresenta il costo totale (salari, stipendi e benefit) di un'unità del fattore produttivo lavoro per ogni unità di prodotto

**CO** – Monossido di carbonio

**CO<sub>2</sub>** – Anidride carbonica, detta anche 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

**CONFERENZA STATO-REGIONI** - Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano per la negoziazione politica tra le Amministrazioni centrali e il sistema delle autonomie regionali

**Conferenza Unificata** - Sede congiunta della Conferenza Stato-Regioni e della Conferenza Stato-Città ed autonomie locali. Favorisce la cooperazione tra l'attività dello Stato e il sistema delle autonomie

**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)

**COV** - Composti Organici Volatili

**COVNM** - Composti Organici Volatili diversi dal Metano

**CSD** - The United Nations Commission on Sustainable Development - Commissione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Sostenibile, cui è stato affidato il compito di controllare e dar conto dell'attuazione degli obiettivi del Summit della Terra a livello locale, nazionale e internazionale. La Commissione è uno strumento funzionale del Consiglio Economico e Sociale delle Nazioni Unite (ECOSOC)

**CSLF** - Carbon Sequestration Leadership Forum. Accordo intergovernativo sottoscritto da 13 Paesi, più la Commissione Europea, per promuovere la diffusione e lo sviluppo delle tecnologie per la captazione, il trasporto e il confinamento a lungo termine dell'anidride carbonica

**CTI** - Comitato Termotecnico Italiano. Ente federato all'UNI, svolge, in ambito Nazionale ed Internazionale, attività normativa e di unificazione nei vari settori della termotecnica e della produzione e utilizzazione di energia termica in generale, incluse le relative implicazioni ambientali

**DECOMMISSIONING** - Insieme delle operazioni pianificate, tecniche e amministrative da effettuare su di un impianto nucleare al termine del suo esercizio al fine della sicurezza e protezione della popolazione e dell'ambiente, in funzione della destinazione finale dell'impianto e del sito

**DER** - Distributed Energy Resource (vedi GD)

**DIRETTIVA** - Strumento della legislazione comunitaria che vincola lo Stato membro cui è rivolta per quanto riguarda il risultato da raggiungere, salva restando la competenza degli organi nazionali in merito alla forma e ai mezzi

**DOCUP** - Documento unico di programmazione. Documento che riunisce gli elementi contenuti in un quadro comunitario di sostegno e in un programma operativo

**DOE** - Department of Energy. Dipartimento dell'energia degli Stati Uniti. Presiede alle scelte di indirizzo energetico della nazione

**DOWNSTREAM** - Le attività per la conversione a prodotti energetici intermedi o finali (prodotti di raffinazione, combustibili nucleari, energia elettrica, vapore ecc.)

**DPCM** - Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri

**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

**ECA** - Enhanced Capital Allowances, Iniziativa adottata nel Regno Unito diretta ad incoraggiare le aziende ad investire in misure ad efficienza energetica riconosciute tramite riduzioni fiscali per gli investimenti

**ECCP II** - European Programme on Climate Change. Secondo programma europeo sul cambiamento climatico per la riduzione delle emissioni

**EEA** - European Environment Agency. Agenzia Europea dell'Ambiente (AEA). Organismo dell'Unione Europea, aperto anche ai Paesi non appartenenti all'UE con il compito di fornire informazioni ambientali tempestive e affidabili per la formulazione e l'implementazione di politiche ambientali europee e nazionali

**EEC** - The Energy Efficiency Commitment. Programma adottato dal Regno Unito che obbliga giuridicamente i fornitori di gas e di elettricità a realizzare con proprie risorse finanziarie obiettivi di risparmio energetico fissati per legge. Mira a stimolare i fornitori a integrare l'efficienza energetica nell'esercizio dell'attività economica

**EIA** - Energy Information Administration. Agenzia statistica dell'U.S. Department of Energy (vedi 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

**EMISSION TRADING** - Commercio delle Emissioni. (vedi (ET) EMTA – European Metropolitan Transport Authorities- Riunisce le autorità responsabili del trasporto pubblico delle principali città europee

**ENERGY CHARTER TREATY** - Carta Europea dell'Energia. Accordo per la predisposizione del quadro giuridico necessario alla cooperazione economica Est-Ovest in campo energetico

**EPA** – Environment Protection Agency. L'agenzia degli Stati Uniti per la protezione dell'ambiente

**EPR** – European Pressurized Reactor. Il reattore pressurizzato europeo ad acqua leggera "convenzionale" avanzato. È il successore dei reattori attuali e la tecnologia per la relativa costruzione è già attuale

**ERU** – Emission Reduction Unit. Unità di riduzione delle emissioni. Credito equivalente ad una tonnellata di CO<sub>2</sub> generato da un progetto di implementazione congiunta (JI) (vedi CER(U))

**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

**ETBE** – Etil-terziario butil-etero: composto organico derivante dagli alcoli etilico e isobutilico, con caratteristiche molto simili all'MTBE. Può essere utilizzato per aumentare il numero di ottani in alcune benzine

**ETSAP** – The Energy Technology Systems Analysis Programme. Programma dell'Agenzia Internazionale per l'Energia per lo sviluppo di modelli di sistemi energetici territoriali

**ETS** – Emission Trading Scheme. Sistema europeo del mercato delle emissioni

**ETSO** – European Transmission System Operators. Organizzazione Europea degli Operatori dei Sistemi di Trasmissione dell'energia

**EUA** – European Union Allowances (vedi Allowances)

**EUBIA** – European Biomass Industry Association. Associazione degli Industriali Europei per la produzione e il trattamento della biomassa

**EURATOM** – Trattato che istituisce nel 1957 la Comunità europea dell'energia atomica. Le attività di ricerca e di formazione nel settore nucleare vengono attuate nell'ambito della sezione "Euratom" dei programmi quadro

**EUROSTAT** – Ufficio Statistico della Commissione Europea

**FAO** – Food and Agriculture Organisation of the United Nations. L'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'alimentazione e l'agricoltura

**FBC** - Fluid Bed Combustion. Impianto a letto fluido

**FED** – Federal Reserve. È il sistema di riserva della Banca Centrale degli USA

**FEED-IN TARIFFS** – Tariffe fisse di immissione. Sussidi alla produzione in base ai quali le utilities hanno l'obbligo di acquistare energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta nel proprio territorio di fornitura

**FER** – Fonti energetiche rinnovabili

**FIT** – Fondo per l'Innovazione Tecnologica. Il Fondo ha come finalità quella di promuovere e diffondere l'innovazione basata sulle tecnologie dell'informazione e della comunicazione (ICT) nelle Piccole e Medie Imprese

**FMI** – Fondo Monetario Internazionale (anche IMF)

**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 (vedi QCS)

**GAW** - Global Atmosphere Watch. È un sistema mondiale per il monitoraggio dell'andamento to dell'atmosfera della Terra messo a punto dall'agenzia delle Nazioni Unite World Meteorological Organization (vedi WMO)

**GD** - Generazione Distribuita Nuovo modello di produzione e distribuzione di energia, che si basa sull'integrazione nelle reti elettriche di piccoli-medi impianti a fonte rinnovabile e di cogenerazione (quasi sempre a gas naturale) generalmente connessi alla rete di distribuzione

**GHG** – Greenhouse Gases. Gas a effetto serra. Sostanze inquinanti presenti nell'atmosfera che tendono a bloccare l'emissione di calore dalla superficie terrestre. Il Protocollo di Kyoto prende in considerazione un paniere di 6 gas serra: l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), il metano (CH<sub>4</sub>), il

protossido di azoto (N<sub>2</sub>O), i clorofluorocarburi (CFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>)

**GME** – Gestore del Mercato Elettrico. È la società per azioni pubblica alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza (vedi GSE)

**GNL** – Gas Naturale Liquefatto (anche LNG)

**GPL** – Gas di Petrolio Liquefatto

**GRTN** – Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (vedi GSE)

**GSE** - Gestore dei servizi elettrici (già GRTN) ha un ruolo centrale nella promozione, nell'incentivazione e nello sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Azionista unico del 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). Organizzazione autonoma costituita nel 1974 nell'ambito dell'OCSE tra gli Stati Uniti ed i Paesi grandi consumatori di petrolio

**IGCC** – Integrated Gasification Combined Cycle. Impianto integrato di gassificazione a ciclo combinato

**IIASA** – International Institute for Applied Systems Analysis. Istituto di ricerca interdisciplinare non governativo in campo economico, ambientale, tecnologico e sociale nel contesto del cambiamento globale

**IMF** – International Monetary Fund. Fondo Monetario Internazionale (anche FMI)

**INGV** – Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia. Ente di ricerca italiano nel settore della geofisica e della vulcanologia, con funzione di ricerca, controllo e diffusione di notizie sui fenomeni sismici

**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 favorire la crescita e la competitività dei sistemi produttivi

**IPEX** - Italian Power Exchange. Borsa elettrica italiana. Mercato fisico per lo scambio all'ingrosso di quantità stabilite di energia, basato su un meccanismo di asta e sulla definizione di programmi di immissione e di prelievo dalla Rete di Trasmissione Nazionale

**IPPC** – Integrated Prevention Pollution Control. Direttiva del Consiglio europeo (24 ottobre 1996) sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento

**ISFORT** – Istituto Superiore di Formazione e Ricerca sui Trasporti – Istituto che opera nel mercato dei servizi di formazione e ricerca sulla mobilità

**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

**ISS** – Istituto Superiore di Sanità

**ITABIA** – Associazione Italiana delle Biomasse. Associazione indipendente per la promozione e la diffusione della produzione dell'utilizzo produttivo delle biomasse

**ITER** – International Thermonuclear Experimental Reactor. Reattore Termonucleare Sperimentale Internazionale. Verrà costruito a Cadarache, in Francia da un consorzio formato da Unione Europea, Russia, Cina, Giappone, Stati Uniti e Corea del Sud

**JI** – Joint Implementation. Implementazione congiunta, uno dei tre schemi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto

**JRC-IPTS** – Joint Research Centre. Institute of Perspective Technology Studies. Centro Comune di Ricerca (CCR). Il CCR è costituito da sette centri situati in diverse città europee. L'Istituto per gli Studi Prospettivi Tecnologici (IPTS) è situato a Siviglia

**JREC** – Johannesburg Renewable Energy Coalition. Coalizione di 80 Paesi costituitasi dopo il Summit di Johannesburg al fine di promuovere le fonti rinnovabili attraverso la fissazione di obiettivi specifici e calendari di attuazione

**LNG** – Liquefied Natural Gas (anche GNL).

**LU-LUCF** – Land Use, Land Use Change and Forestry. Insieme di attività previste dal Protocollo di Kyoto, quali forestazione, riforestazione e deforestazione, che i Paesi soggetti a vincolo di emissione possono utilizzare per rispettare i loro obblighi

**MARKAL** – MARKet ALlocation. Generatore di modelli tecnologici bottom up di sistemi energetici. Sviluppato dal progetto ETSAP (vedi) dell’Agenzia Internazionale dell’Energia (IEA-OCSE)

**MAP** – Ministero delle Attività Produttive (oggi MSE)

**MARPOL** – Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento da parte delle navi, adottata sotto gli auspici dell’IMO (International Maritime Organization)

**MATT** – Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

**MERCATO SPOT** – Mercato fisico di contratti a breve termine, caratterizzato da pagamenti e consegna a pronti, o comunque ritardati al massimo di qualche settimana

**MECCANISMI FLESSIBILI** – MF. I meccanismi flessibili previsti dal Protocollo: Emission Trading, Clean Development Mechanism, Joint Implementation

**MF** – vedi Meccanismi Flessibili

**MiPAAF** - Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali

**MIUR** – Ministero dell’Istruzione, Università e Ricerca (oggi MUR)

**MSE** – Ministero per lo Sviluppo Economico (già MAP)

**MTBE** – Metil-terziario butil-etero. Composto organico derivante dagli alcoli metilico (o metanolo) e iso-butilico (o isobutanolo) che può essere impiegato nel blending delle benzine per il suo elevato numero di ottani o per ridurre alcune sostanze inquinanti

**NAP** – National Allocation Plan (vedi PNA)

**NASA** - National Aeronautics and Space Administration. Agenzia governativa civile responsabile per il programma spaziale degli Stati Uniti d'America e per la ricerca aerospaziale civile e militare

**NGNP** – Next Generation Nuclear Plant. Reattore di nuova generazione (la IV)

**NOAA** – National Oceanographic and Atmospheric Administration. Agenzia federale degli Stati Uniti per il controllo degli oceani e dell’atmosfera

**NRC** – Nuclear Regulatory Commission. Autorità per la certificazione e la sicurezza nel settore nucleare commerciale e civile degli Stati Uniti

**NUA** – National Technical University. È il più antico e prestigioso istituto di educazione in Grecia nel campo delle tecnologie

**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

**O&M** – Operation and Maintenance. Attività di gestione e manutenzione di un impianto con programmi di funzionamento definiti con livelli di efficienza superiori a quelli standard

**ON-SHORE** – Il termine è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono

**OPEC** – Organization of Petroleum Exporting Countries

**PE(A)R** – Piano Energetico (Ambientale) Regionale. La Regione, nel rispetto degli indirizzi nazionali e comunitari e delle norme vigenti, individua gli obiettivi principali e le direttrici di sviluppo e potenziamento del sistema energetico (ambientale)

**PFBC** – Pressurized Fluid Bed Combustion. Impianto a letto fluido pressurizzato

**PIL** – Prodotto Interno Lordo. Il valore totale dei beni e dei servizi finali prodotti da un Paese in un determinato periodo di tempo con i fattori produttivi impiegati all’interno del Paese stesso

**PM** – Particulate Matter. Particolato. Miscela di particelle solide e liquide, sospese in aria, che varia per caratteristiche dimensionali, composizione e provenienza

**PMI** – Piccole e Medie Imprese

**PNA** – Piano Nazionale di Assegnazione (o Allocazione). Un piano sviluppato da ciascuno degli Stati membri dell’Unione Europea per la determinazione dei permessi di emissione per i soggetti ricadenti nella sfera di applicazione della Direttiva Europea 2003/87 (anche NAP)

**PNR** – Programma Nazionale di Ricerca. Predisposto Ministero dell’Istruzione, dell’Università e della Ricerca scientifica e Tecnologica fornisce un quadro della situazione del settore della ricerca scientifica e tecnologica e formula in questo ambito indirizzi e proposte del Governo

**PNR** – Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra. Programma predisposto dal Governo per l’attuazione del Protocollo di Kyoto che costituisce, anche, la base per il PNA (vedi) previsto dall’ET (vedi ET)

**PP** - Power Park. Distretto energetico informatizzato con un'integrazione perfetta tra "ecobuilding" (edificio a basso consumo energetico), generazione distribuita e fonti rinnovabili. Un modello dove enti locali, strutture pubbliche e imprese lavorano insieme per ottenere il massimo risparmio energetico attraverso la messa in rete di tutte le fonti energetiche tradizionali e rinnovabili

**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

**PROTOCOLLO DI TORINO** - Protocollo di intesa della Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome per il coordinamento delle politiche finalizzate alla riduzione delle emissioni dei gas di serra nell'atmosfera

**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

**PUT** - Piano urbano del Traffico. Strettamente legato alle previsioni del piano urbanistico, ha il fine di migliorare le condizioni di circolazione veicolare, di sosta, e di ridurre l'inquinamento atmosferico e acustico

**PVS** - Paesi in Via di Sviluppo

**PWR** - Pressurized Water Reactor. Reattore nucleare ad acqua in pressione

**RAINS** - Regional Air Pollution Information and Simulation. Modello elaborato dallo IIASA e ufficialmente adottato dall'Unione Europea per elaborare scenari relativi alle emissioni determinando i diversi livelli di adozione delle varie tecnologie e i relativi costi

**R&S /R&ST** - Ricerca e Sviluppo/Tecnologico

**RSU** - Rifiuti Solidi Urbani

**RTN** - Rete di Trasmissione Nazionale, come individuata dal decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999 e dalle successive modifiche e integrazioni (vedi TERNA)

**SAVE** - È il programma che prevede azioni specifiche per migliorare l'efficienza energetica attraverso la promozione di un migliore uso delle risorse energetiche e la protezione dell'ambiente

**SINK** - Pozzo di assorbimento. Si intende la riserva di ogni forma di materia o sostanza in grado di assorbire o assimilare agenti inquinanti

**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

**SISTAN** - Sistema Statistico Nazionale. Istituito per la produzione e diffusione delle informazioni e per ottimizzare le risorse destinate alla statistica ufficiale

**SPOT MARKET** - Mercato di contratti a breve termine, caratterizzati da pagamenti e consegna a pronti o al massimo ritardati di 40/50 giorni

**STAKEHOLDERS** - Tutti quei soggetti che hanno un interesse nei confronti di un'organizzazione e che con il loro comportamento possono influenzarne l'attività

**STEER** - È il programma per la promozione degli aspetti energetici dei trasporti

**STRANDED COSTS** - Costi derivanti dagli impegni contrattuali e dalle decisioni di investimento che le imprese elettriche hanno assunto in seguito alle scelte governative di politica economica

**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

**SWOT** - (Strenght, Weaknesses, Opportunities, Threats). Forze, Debolezze, Opportunità, Rischi. Strumento di valutazione che permette di verificare se l'intervento è adeguato al suo contesto. attraverso l'analisi dei fattori interni sui quali si cercherà di basarsi (forze) o che si tenterà di compensare (debolezze), così come dei fattori esterni favorevoli (opportunità) o sfavorevoli (rischi)

**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

**TEP** – Tonnellate Equivalenti di Petrolio. Unità convenzionale di misura, utilizzata comunemente nei bilanci energetici per esprimere in una unità di misura comune tutte le fonti energetiche, tenendo conto del loro potere calorifico, generalmente quello inferiore

**TERNA** – Rete Elettrica Nazionale SpA. È la Società responsabile su tutto il territorio nazionale della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione

**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

**UE** – Unione Europea. Attualmente composta da 25 membri, dopo l'ingresso, il 1 maggio 2004, di 10 nuovi Paesi. Candidati all'ingresso nella UE sono Turchia, Romania e Bulgaria

**UNBUNDLING** - Separazione proprietaria, ovvero contabile, delle attività di produzione, trasmissione e distribuzione

**UNCTAD** - United Nations Conference on Trade and Development. Organismo delle Nazioni Unite per l'integrazione dei Paesi in via di sviluppo nell'economia mondiale

**UNDP** – United Nations Development Programme. Organizzazione delle Nazioni Unite per l'aiuto allo sviluppo

**UNEP** – United Nations Environment Programme. Programma ambientale delle Nazioni Unite volto a promuovere lo sviluppo sostenibile presso le imprese e i cittadini

**UN-FCCC** - United Nations Framework Convention on Climate Change. Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici adottata a New York il 9 maggio del 1992

**UNMIG** – Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia, istituito presso il Ministero delle Attività Produttive per la gestione delle procedure amministrative che consentono le attività di ricerca e di coltivazione

**UPSTREAM** – Le attività relative all'estrazione e al primo trattamento delle fonti energetiche (combustibili solidi, petrolio, gas naturale, uranio)

**USC** – Tecnologia Ultrasupercritica. Rappresenta l'evoluzione della tecnologia tradizionale della polverizzazione del carbone con turbina a vapore

**VAS** – Valutazione Ambientale Strategica. Procedura prevista dalla Direttiva 2001/42/CE concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi. Si tratta di un processo sistematico inteso a valutare le conseguenze in campo ambientale di una politica, di un piano o di iniziative nell'ambito di un programma

**VIA** – Valutazione di Impatto Ambientale. Analisi e giudizio degli effetti ambientali, sociali, produttivi di una trasformazione introdotta dall'uomo. Si articola in un'analisi tecnico-scientifica sui costi e benefici di un'opera o iniziativa (bilancio di impatto ambientale), e in una decisione di carattere politico. È obbligatoria per tutti gli interventi riguardanti la pianificazione e lo sviluppo del territorio suscettibili di determinare un impatto significativo e rilevante

**WEC** – World Energy Council. Consiglio Mondiale dell'Energia. Organismo internazionale, non governativo, per lo studio e la discussione di tutte le questioni legate al settore energetico

**WETO** – World Energy, Technology and Climate Policy Outlook. Studio della Commissione Europea che esamina a livello mondiale in materia di energia, tecnologia e clima i mutamenti in atto nei modelli energetici e ambientali per i prossimi trent'anni

**WMO** – World Meteorological Organization. Organizzazione Meteorologica Internazionale

**WTI** – West Texas Intermediate. Greggio americano a basso contenuto di zolfo utilizzato come greggio di riferimento nel mercato petrolifero

**WTO** – World Trade Organization. Organizzazione Mondiale del Commercio

**WWF** – World Wildlife Found. La più grande organizzazione mondiale per la conservazione della natura



## APPENDICE 4 - UNITÀ DI MISURA E FATTORI DI CONVERSIONE

### Equivalenza energetica dei combustibili fossili

1 joule (J)	0,239 calorie		
1 caloria (cal)	4,186 J		
1 tonnellata equivalente di petrolio (tep) (PCI)*	42 gigajoules (GJ)	1,433 tec	
1 tonnellata equivalente di carbone (tec) (PCI)	29,3 GJ	0,697 tep	
1000m <sup>3</sup> di gas naturale (PCI)	36 GJ	0,857 tep	
1 tonnellata di GNL	46 GJ	1,096 tep	
1 000 kWh (energia primaria)	3,6 GJ	0,086 tep (idro)	0,26 tep (nucleare)

\*Nella maggior parte dei combustibili, che contengono idrogeno, si distingue un potere calorifico superiore (che include il calore di condensazione del vapore d'acqua che si forma nella combustione) e un potere calorifico inferiore PCI (che non considera tale calore).

### Principali unità di misura di potenza

	Erg/sec	Watt	MW	Btu/ora	Cavallo Vapore
Erg/sec	1	$10^{-7}$	$10^{-13}$	$3,414 \cdot 10^{-7}$	$1,3595 \cdot 10^{-10}$
Watt	$10^7$	1	$10^{-6}$	3,414	$1,3595 \cdot 10^{-3}$
MW	$10^{13}$	$10^6$	1	$3,414 \cdot 10^6$	$1,3595 \cdot 10^{-3}$
Btu/ora	$2,929 \cdot 10^6$	0,2929	$292,9 \cdot 10^{-9}$	1	$0,3982 \cdot 10^{-3}$
Cavallo Vapore	$7,355 \cdot 10^9$	735,5	$735,5 \cdot 10^{-6}$	2511	1

### Tabella di conversione di unità di misura del volume

	Litro	Metro cubo	Barile di petrolio	Gallone USA	Gallone Imperiale UK	Quart USA
1 litro	1	$10^{-3}$	$6,290 \cdot 10^{-3}$	$2,642 \cdot 10^{-1}$	$2,200 \cdot 10^{-1}$	1,057
1 metro cubo	$1,000 \cdot 10^3$	1	6,290	$2,642 \cdot 10^2$	$2,200 \cdot 10^2$	$1,057 \cdot 10^3$
1 barile di petrolio	$1,590 \cdot 10^2$	$1,590 \cdot 10^{-1}$	1	$4,200 \cdot 10^1$	$3,497 \cdot 10^1$	$1,680 \cdot 10^2$
1 gallone USA	3,785	$3,785 \cdot 10^{-3}$	$2,381 \cdot 10^{-3}$	1	$8,327 \cdot 10^{-1}$	4,000
1 gallone imperiale UK	4,546	$4,546 \cdot 10^{-3}$	$2,860 \cdot 10^{-2}$	1,201	1	4,804
1 quart USA	$9,463 \cdot 10^{-1}$	$9,463 \cdot 10^{-4}$	$5,942 \cdot 10^{-3}$	$2,500 \cdot 10^{-1}$	$2,082 \cdot 10^{-1}$	1





Edito dall'**ENEA**  
Unità Comunicazione  
Lungotevere Grande Ammiraglio Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma

Edizione del volume a cura di Giuliano Ghisu

Copertina: Bruno Giovannetti

Stampa: Primaprint (VT)

[www.enea.it](http://www.enea.it)

Finito di stampare nel mese di giugno 2007