

ENEA
Rapporto Energia e Ambiente 2005
L'analisi

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2005
Volume 1 - L'analisi

2005 ENEA
Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente
Lungotevere Thaon di Revel, 76
00196 - Roma

ISBN 88-8286-131-7

Il Rapporto Energia e Ambiente 2005 è stato realizzato con il parziale contributo del Quadro Comunitario di Sostegno 2000-2006, Obiettivo 1, PON-ATAS-FESR, Progetto Operativo Energia, Azione 1

ENEA-PON-FESR-2006-068

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

ENEA Rapporto
Energia
e Ambiente **2005**

■ **1**

L'analisi

Contributi¹

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

Pietro Menna è il responsabile del coordinamento scientifico del Rapporto.

Paola Molinas è la responsabile del coordinamento redazionale.

VOLUME 1 - L'ANALISI

Cap. 1 – Il quadro di riferimento

Coordinatore: Maria Rosa Viridis

Contributi: Umberto Ciorba: *L'evoluzione dell'economia mondiale*
Umberto Ciorba: *L'evoluzione dell'economia italiana*
Maria Rosa Viridis: *Domanda e offerta di energia*
Francesco Gracceva: *Scenari evolutivi del sistema energetico italiano*
Maria Rosa Viridis: *Le politiche energetiche*
Agostino Mathis, Stefano Monti: *Le politiche energetiche: il quadro internazionale*
Agostino Mathis, Stefano Monti, Maria Rosa Viridis: *Il nucleare nella politica energetica italiana*
Maria Rosa Viridis: *Le politiche ambientali*
Alicia Mignone; Dario Chello (MAP-DGERM): *Le attività internazionali bilaterali e multilaterali nel settore energetico*

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

Coordinatore: Giovanni Perrella (MAP-DGERM)

Contributi: Umberto Ciorba: *Il settore industriale*
Teresa Chironi: *I trasporti*
Carolina Ardi; Giovanni Perrella (MAP): *Il settore residenziale*
Giulia Iorio: *Il settore terziario*
Umberto Ciorba: *Agricoltura e pesca*
Sergio La Motta: *Usi non energetici dei combustibili fossili*

Cap. 3 – L'offerta delle fonti di energia

Coordinatore: Marcello Capra (MAP-DGERM)

Contributi: Ugo Bilardo (Università di Roma "La Sapienza", Dip. di Ingegneria chimica e dei materiali): *Petrolio; Gas naturale*
Marcello Capra (MAP): *Carbone*
Sigfrido Vignati: *Energia elettrica*
Umberto Ciorba, Carlo Manna: *Fonti energetiche rinnovabili*
Corrado Kropp: *Appendice: Stato delle attività relative allo smantellamento delle centrali nucleari in Italia*

Cap. 4 – Il sistema energetico e l'ambiente

Coordinatore: Andrea Forni

Contributi: Andrea Forni, Ivano Olivetti; Federica Scipioni (con contratto ENEA): *Le normative energetico-ambientali e il sistema produttivo*
Sergio La Motta: *Le emissioni di gas ad effetto serra*
Stefania Racalbutto, Tiziano Pignatelli, Giovanni Vialetto: *L'inquinamento atmosferico transfrontaliero e la qualità dell'aria*

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

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

Coordinatore: Emidio D'Angelo

Contributi: Luciano Coralli: *Quadro normativo, programmi regionali e attuazione Decreti*
Antonio Disi: *Agenda 21 locale e pianificazione energetica*
Pierluigi Gradari, Antonio Mori: *Quadro normativo*
Antonio Colangelo: *Fonti rinnovabili e programmi comunitari*
Silvia Orchi (con contratto ENEA): *Analisi energetiche regionali*

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

Coordinatori: Francesco Paolo Vivoli / Daniela Palma

Contributi: Marino Avitabile, Giacobbe Braccio, Francesco De Marco, Luigi de Sanctis, Giuseppe Girardi, Laura Gaetana Giuffrida, Agostino Iacobazzi, Saverio Li Causi, Agostino Mathis, Domenico Mazzei, Pietro Menna, Stefano Monti, Paolo Morgante, Massimo Pezzulli, Luciano Pirazzi, Marina Ronchetti, Luciano Terrinoni: *L'evoluzione nel campo delle tecnologie energetiche e L'impiantistica energetica*
Gaetano Coletta, Laura Gaetana Giuffrida, Daniela Palma, Maria Rosa Viridis, Alessandro Zini: *Il quadro della ricerca, la competitività, le fonti di finanziamento*

Appendici

Fernando Scaduto

VOLUME 2 – I DATI

A cura di Giovanni Perrella

Si ringraziano per la collaborazione fornita:

- la Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie del Ministero delle Attività Produttive per i contributi sulla Domanda e l'Offerta di energia in Italia, nonché per la supervisione generale del Rapporto;
- la Direzione Generale per la Ricerca Ambientale e lo Sviluppo del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio per il contributo alla impostazione della parte ambientale;
- L'Autorità per l'energia elettrica e il gas per aver fornito alcuni elementi conoscitivi di base.

Premessa

Le politiche per l'energia stanno assumendo un ruolo sempre più rilevante, non solo nei Paesi maggiormente industrializzati, ma anche in quelli di più recente industrializzazione che presentano le maggiori crescite del PIL, quali ad esempio la Cina.

Il fatto nuovo è che, dopo anni di stasi nelle scelte decisionali strategiche, si sta evidenziando in tutti i Paesi il ruolo sempre più centrale dell'energia, quale elemento strutturale per assicurare, in uno scenario di medio-lungo periodo, la crescita e la competitività della produzione industriale in un mercato sempre più globalizzato.

L'impennata dei prezzi del petrolio è stata certamente uno degli elementi che hanno contribuito a sensibilizzare l'attenzione dei governi sul problema energetico, ma la necessità di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti in una situazione geopolitica sempre più turbolenta, nei Paesi con le principali riserve energetiche, ha certamente giocato un notevole ruolo.

In questo contesto si sta svolgendo una competizione, soprattutto da parte di quei Paesi come l'Italia, con una forte dipendenza energetica dall'estero, per conquistare posizioni vantaggiose non solo dal punto di vista economico, ma anche della diversificazione delle fonti energetiche e della loro provenienza.

Un altro elemento chiave nella programmazione energetica e nella sua relativa attuazione lo gioca il fattore ambientale, soprattutto in quei Paesi dove la sensibilità sugli aspetti ambientali e sanitari è molto sviluppata ed è quindi importante assicurare una condivisione nelle scelte, soprattutto a livello territoriale.

È ormai evidente che le conseguenze ambientali delle politiche energetiche nazionali si ripercuotono a livello globale, ma è soprattutto a livello locale che si decide la loro fattibilità. È quindi sempre più necessario fornire strumenti informativi condivisibili, che possano permettere la crescita di una sensibilità diffusa sui vari aspetti legati all'attuazione delle politiche energetiche.

L'ENEA, con il suo Rapporto Energia e Ambiente, giunto al suo sesto anno di vita, intende contribuire alla base informativa sul panorama energetico del Paese, per fornire attraverso il volume "Analisi", unito al supporto statistico del volume "I dati", elementi utilizzabili per la comprensione e condivisione delle future politiche energetiche, che il Paese vorrà adottare per assicurare la propria crescita economica e competitività sui mercati globali.

Prof. Luigi Paganetto
Commissario Straordinario ENEA

Introduzione

I prezzi del barile hanno recentemente raggiunto sul mercato internazionale valori record, compresi tra 65 e 70 dollari. Questi prezzi causano una preoccupazione crescente per le prospettive economiche dei Paesi importatori. L'aumento influisce direttamente sul tasso di crescita dell'economia con una riduzione che, in alcuni Stati membri dell'Unione Europea, è stata stimata pari a un terzo delle previsioni di crescita. Tutto porta a credere che i prezzi elevati rappresentino ormai una tendenza di lungo periodo. Nel corso dell'anno 2004, il valore relativo dell'euro rispetto al dollaro ha permesso di ammortizzare l'effetto inflazionistico dei prezzi petroliferi. I livelli raggiunti più recentemente potrebbero, però, risvegliare stimoli inflazionistici. La situazione attuale deve tuttavia essere valutata nella sua giusta dimensione. Rispetto alle due crisi degli anni 70, infatti, i prodotti petroliferi concorrono in misura ridotta alla formazione del PIL dell'economia europea e di quella italiana. Il livello attuale dei prezzi resta inoltre, in valore reale, sotto i prezzi degli anni 70 e dell'inizio degli anni 80.

Fra le cause dell'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi, vi è la domanda sostenuta che proviene particolarmente dagli Stati Uniti e dalla Cina, in un contesto di margine di capacità di riserva disponibile ridotto a circa 2 milioni di barili/giorno, per un consumo mondiale di circa 84 milioni di barili/giorno nel 2005. In questo contesto d'equilibrio molto rigido tra l'offerta e la domanda, qualsiasi perturbazione dell'offerta – reale o supposta – amplifica le tendenze in aumento. Il livello dei prezzi è determinato in questo momento non tanto dai costi di produzione del petrolio greggio (rimasti essenzialmente invariati), ma piuttosto da tensioni sul mercato dei prodotti raffinati, da eventi climatici come l'uragano Katrina, dalla situazione geopolitica nel Medio e nel Vicino Oriente (in particolare Irak e Iran), e da timori di attentati terroristici. Per quanto riguarda la raffinazione, la mancanza di nuovi investimenti da parte delle società petrolifere causa timori sulle conseguenze che tale scelta potrebbe avere in termini di penuria di prodotti petroliferi. Si deve anche rilevare, come fatto abbastanza nuovo nelle proporzioni attuali, che fattori speculativi influenzano sempre più il livello dei prezzi.

Troppo spesso di fronte alle crisi energetiche gli Stati membri dell'Unione Europea hanno preferito la ricerca di soluzioni individuali o in ambito IEA. Il tanto strapazzato trattato costituzionale ha inteso per la prima volta fornire una competenza comunitaria all'Unione nel settore della politica energetica e, esplicitamente, nel settore della sicurezza dell'approvvigionamento.

Una risposta coordinata dell'insieme degli Stati membri costituisce il solo mezzo per formulare soluzioni efficaci ed assicurare un approvvigionamento regolare ad un prezzo equo. Di fronte all'ampiezza del fenomeno, azioni non coordinate degli Stati membri hanno poca possibilità di raggiungere uno scopo utile.

L'Unione europea dispone in questo momento di pochi mezzi per agire sull'offerta ed è ancora lontana dal raggiungimento dell'obiettivo del 12%, quale quota di mercato delle energie rinnovabili sul consumo complessivo.

Per la limitata capacità di agire sull'offerta, una politica attiva della domanda è indispensabile per migliorare le condizioni d'approvvigionamento. Il libro verde sull'efficienza energetica adottato nel giugno 2005 dalla Commissione europea indica un potenziale di risparmi d'energia del 20% entro il 2020. Per realizzare questo potenziale,

occorre soprattutto applicare interamente i testi legislativi adottati in questi ultimi 5 anni, ad esempio nel settore edilizio e degli apparecchi domestici.

In questa situazione, occorrerebbe anticipare l'applicazione piena ed integrale delle direttive – soprattutto quella sull'efficienza energetica negli edifici – che sono responsabili di circa il 40% del consumo energetico finale. Le proposte in corso di discussione, in particolare sull'efficienza energetica negli usi finali ed i servizi energetici, dovrebbero essere adottate rapidamente.

Nel settore dei trasporti, occorre lavorare ad un riequilibrio modale della strada verso il trasporto ferroviario, anche attraverso un sistema più giusto di tariffazione dell'impiego delle infrastrutture con gli automezzi pesanti. La situazione attuale rende ancora più urgente lo sviluppo di veicoli ad impatto più limitato e all'aumento della quota di biocarburanti utilizzati.

Parallelamente, il dialogo tra Paesi produttori e Paesi consumatori deve essere rafforzato ed istituzionalizzato, sia quando i prezzi del petrolio sono in aumento che quando sono al ribasso.

Occorre inoltre analizzare l'adozione di nuove misure per migliorare il clima degli investimenti e promuoverne di nuovi, in particolare nel settore della raffinazione e delle nuove tecnologie di combustione. Il problema della gestione degli *stock* petroliferi andrebbe affrontato mettendo in piedi un sistema fondato in particolare sui principi di una più grande trasparenza degli *stock*, da un'indipendenza degli *stock* operativi rispetto agli *stock* di sicurezza, la qualità degli *stock*, la creazione di agenzie nazionali indipendenti, ed un meccanismo di coordinamento comunitario.

Il livello elevato dei prezzi dei prodotti petroliferi genera tensioni nei settori professionali dei grandi consumatori di carburante, in particolare in quello dei trasportatori su strada, degli agricoltori e dei pescatori. Occorre scoraggiare la tentazione di ammortizzare l'aumento dei prezzi del petrolio mediante una riduzione delle tasse. Una compensazione dell'aumento dei prezzi del petrolio mediante una riduzione delle tasse comporterebbe un trasferimento netto di entrate di bilancio a favore dei Paesi produttori di petrolio, essendo questi ultimi incoraggiati a mantenere i costi a livello elevato, senza timore di un ribasso della domanda. Tale approccio sarebbe così contrario anche ai nostri obiettivi ambientali. Riduzioni non coordinate delle tasse rischiano inoltre di ostacolare il funzionamento regolare del mercato interno. È imperativo evitare, come nel 2001, misure unilaterali, sia di ribassi di accise, sia di concessione di aiuti di stato ad alcune categorie professionali.

Piuttosto che un ribasso delle accise, poco coerente con l'obiettivo di sviluppo sostenibile e con il patto di stabilità e di crescita, andrebbe privilegiata la ricerca di un meccanismo che permetta, in caso di aumento repentino dei prezzi del petrolio, di stabilizzare le entrate globali provenienti dall'IVA e dalle accise sui prodotti petroliferi.

L'altra importante asse in grado di allentare il grado di rigidità del sistema prefigurando nuove soluzioni, è quello costituito dalla ricerca, dallo sviluppo tecnologico e dalla dimostrazione di sistemi innovativi nel settore energetico.

Lo sviluppo di sistemi e cicli avanzati per la produzione di energia, le cui caratteristiche si presentano molto promettenti in termini di prestazioni, controllo delle emissioni e flessibilità nell'utilizzo dei combustibili, rappresenta infatti un'importante opportunità di

impegno per il Paese, in grado di rilanciare, inoltre, la competitività del sistema dell'offerta nazionale di tecnologie di settore e di coniugare le competenze e gli sforzi dei vari attori interessati, garantendo nello stesso tempo continuità agli investimenti già effettuati negli ultimi anni.

La tendenza strutturale di medio-lungo termine a prezzi elevati dei prodotti petroliferi e alla maggiore dipendenza dall'estero dell'approvvigionamento energetico che riguarda in particolare l'Italia, richiede di mettere in cantiere progetti rilevanti di ricerca e sviluppo nel settore delle tecnologie energetiche per affrontare la sfida del miglioramento delle prestazioni degli impianti da ottenere assieme ad una drastica riduzione delle emissioni in atmosfera.

Sono questi gli argomenti affrontati nei sei capitoli del Rapporto energia e ambiente 2005, con l'intento di fornire gli strumenti di analisi e quantitativi per meglio delineare il quadro della situazione energetica del Paese e delle relative ricadute ambientali.

Pietro Menna
Coordinatore scientifico del Rapporto

Indice

Capitolo 1 – IL QUADRO DI RIFERIMENTO	pag.	19
1.1 L'evoluzione dell'economia mondiale	pag.	21
1.1.1 Le caratteristiche del 2004	pag.	21
1.1.2 Le caratteristiche del 2005	pag.	27
1.1.3 Le prospettive future	pag.	28
1.2 L'evoluzione dell'economia italiana	pag.	30
1.2.1 L'economia italiana nel 2004	pag.	30
1.2.2 La competitività	pag.	33
1.2.3 Gli sviluppi più recenti	pag.	34
1.3 Domanda e offerta di energia	pag.	36
1.3.1 Il quadro internazionale	pag.	36
1.3.1.1 Uno sguardo di sintesi	pag.	36
1.3.1.2 Petrolio	pag.	41
1.3.1.3 Gas naturale	pag.	47
1.3.1.4 Carbone	pag.	52
1.3.1.5 Biomassa	pag.	56
1.3.1.6 Elettricità	pag.	57
1.3.2 Il quadro italiano	pag.	65
1.3.2.1 Domanda e offerta di energia in Italia nel 2004	pag.	65
1.3.2.2 Scenari evolutivi del sistema energetico italiano	pag.	67
1.4 Le politiche energetiche e ambientali	pag.	72
1.4.1 Le politiche energetiche	pag.	72
1.4.1.1 Il quadro internazionale	pag.	72
1.4.1.2 Le politiche energetiche europee	pag.	78
1.4.1.3 Gli sviluppi della legislazione in materia energetica in Italia	pag.	80
1.4.1.4 Il nucleare nella politica energetica italiana: recenti sviluppi e considerazioni	pag.	83
1.4.2 Le politiche ambientali	pag.	84
1.4.2.1 Il contesto internazionale	pag.	84
1.4.2.2 L'evoluzione delle politiche dell'Unione Europea per la lotta ai cambiamenti climatici	pag.	85
1.4.2.3 L'impegno dell'Italia per la lotta ai cambiamenti climatici	pag.	89
1.5 Le attività internazionali bilaterali e multilaterali nel settore energetico	pag.	91
<i>In primo piano</i>	pag.	94
<i>Bibliografia</i>	pag.	96
Capitolo 2 – LA DOMANDA DI ENERGIA NEI SETTORI DI USO	pag.	97
2.1 Il settore industriale	pag.	104
2.1.1 Quantità	pag.	104
2.2 I trasporti	pag.	110
2.2.1 L'analisi economica	pag.	110
2.2.2 I traffici	pag.	112
2.2.3 I consumi di energia e i prezzi	pag.	113
2.2.4 Le emissioni inquinanti	pag.	117
2.3. Il settore residenziale e terziario	pag.	121
2.3.1 Introduzione	pag.	121
2.3.2 Il settore residenziale	pag.	122
2.3.3 Il settore terziario	pag.	128

2.4 L'agricoltura e la pesca	pag.	133
2.4.1 Quantità	pag.	133
2.5 Usi non energetici dei combustibili fossili: il settore petrolchimico	pag.	135
2.5.1 Quantità	pag.	135
2.5.2 Prezzi	pag.	140
2.5.3 Tecnologie	pag.	140
2.6 Gli indicatori di intensità energetica	pag.	141
<i>In primo piano</i>	pag.	145
<i>Bibliografia</i>	pag.	148
Capitolo 3 – L'OFFERTA DELLE FONTI DI ENERGIA	pag.	151
3.1 Il petrolio	pag.	153
3.1.1 Esplorazione e produzione	pag.	154
3.1.2 Importazione ed esportazione	pag.	159
3.1.3 Prezzi	pag.	162
3.1.3.1 Prezzi del greggio	pag.	164
3.1.3.2 Prezzi dei prodotti	pag.	165
3.1.4 Tecnologie	pag.	168
3.1.5 Organizzazione industriale del mercato	pag.	172
3.1.5.1 Scorte	pag.	175
3.1.5.2 Raffinazione	pag.	177
3.1.6 Trasporti.....	pag.	181
3.2 Il gas naturale	pag.	188
3.2.1 Riserve nazionali e produzione	pag.	188
3.2.2 Importazioni	pag.	191
3.2.3 Prezzi	pag.	197
3.2.4 Tecnologie	pag.	200
3.2.5 Organizzazione industriale del mercato.....	pag.	203
3.2.5.1 Il mercato del GNL	pag.	205
3.2.5.2 Attività di distribuzione	pag.	206
3.2.5.3 Attività di vendita	pag.	208
3.2.6 Infrastrutture	pag.	209
3.2.6.1 Trasporto in condotta	pag.	209
3.2.6.2 Terminali di rigasificazione.....	pag.	211
3.2.6.3 Stoccaggio	pag.	214
3.2.7 Tariffe	pag.	216
3.2.7.1 Tariffe di trasporto e dispacciamento	pag.	216
3.2.7.2 Tariffa di stoccaggio	pag.	219
3.2.7.3 Tariffa di distribuzione	pag.	220
3.3 Il carbone	pag.	221
3.3.1 Produzione	pag.	221
3.3.2 Importazione	pag.	222
3.3.3 Esportazione	pag.	223
3.3.4 Prezzi	pag.	223
3.3.5 Tecnologie	pag.	224
3.3.6 Organizzazione industriale del mercato	pag.	227
3.4 L'energia elettrica	pag.	229
3.4.1 L'offerta	pag.	229
3.4.2 Gli impianti termoelettrici ed i combustibili	pag.	230
3.4.3 La rete di trasmissione nazionale	pag.	234
3.4.4 L'impatto ambientale	pag.	237
3.4.5 I prezzi	pag.	240
3.4.6 Il mercato elettrico	pag.	244

3.4.7 L'organizzazione industriale del mercato	pag.	246
3.5 Le fonti rinnovabili di energia	pag.	248
3.5.1 Produzione di energia elettrica	pag.	250
3.5.2 Produzione di calore	pag.	255
3.5.3 Biocombustibili	pag.	256
3.5.4 Il mercato dell'energia elettrica da fonte rinnovabile	pag.	257
Appendice Stato delle attività relative allo smantellamento delle centrali nucleari in Italia	pag.	264
<i>In primo piano</i>	pag.	267
Capitolo 4 – IL SISTEMA ENERGETICO E L'AMBIENTE	pag.	269
4.1 Le normative ambientali e il sistema produttivo	pag.	271
4.1.1 Gli strumenti di politica ambientale industriale	pag.	272
4.1.2 La Valutazione Ambientale Strategica ex direttiva 2001/42/CE.....	pag.	274
4.1.3 La direttiva 2003/4/CE in materia di accesso ai documenti ambientali.....	pag.	276
4.1.4 Insediamenti produttivi italiani. Aree ecologicamente attrezzate e Aree di Sviluppo Industriale	pag.	277
4.1.5 <i>Governance</i>	pag.	279
4.1.6 Situazione nazionale ASI	pag.	282
4.1.7 Innovazioni istituzionali.....	pag.	283
4.1.8 Conclusioni	pag.	286
4.1.9 Sistemi di produzione energetica ed <i>Emission Trading</i>	pag.	288
4.2 Le emissioni di gas ad effetto serra	pag.	291
4.2.1 Il peso del settore energetico nelle emissioni di gas ad effetto serra	pag.	291
4.2.2 Le emissioni di CO ₂ dal sistema energetico in Italia	pag.	292
4.3 L'inquinamento atmosferico transfrontaliero e la qualità dell'aria	pag.	298
4.3.1 Introduzione	pag.	298
4.3.2 Scenari di emissione	pag.	299
4.3.3 Emissioni di zolfo	pag.	300
4.3.4 Emissioni di ossidi di azoto	pag.	302
4.3.5 Emissioni di composti organici volatili	pag.	303
4.3.6 Particolato	pag.	303
4.3.7 Metalli pesanti	pag.	305
4.3.8 Ozono troposferico	pag.	305
<i>In primo piano</i>	pag.	308
<i>Bibliografia</i>	pag.	309
Capitolo 5 – LE POLITICHE ENERGETICO-AMBIENTALI ALLA SCALA REGIONALE E LOCALE	pag.	311
5.1 Introduzione: il ruolo delle Regioni nel governo del sistema energetico	pag.	313
5.2 Quadro normativo di riferimento	pag.	315
5.3 La situazione energetica a livello regionale	pag.	324
5.3.1 Bilanci energetici regionali	pag.	324
5.3.2 Valutazione generale	pag.	325
5.3.3 Indicatori regionali di efficienza energetica	pag.	331
5.4 Piani energetici regionali: indirizzi e contenuti	pag.	334
5.4.1 Aspetti generali	pag.	334
5.4.2 Politiche e indirizzi dei PEAR.....	pag.	337
5.4.3 Piani energetici comunali e provinciali	pag.	340
5.4.4 I nuovi strumenti di <i>policy</i> energetico-ambientale.....	pag.	342

5.4.4.1 Energia e Agenda 21: l'esperienza della Regione Lombardia	pag.	342
5.4.4.2 Nuovi strumenti regolamentari per l'integrazione dell'energia nelle politiche territoriali. Il PTCP della Provincia di Modena	pag.	343
5.5 Valutazioni settoriali in attuazione delle politiche di contenimento dei gas serra	pag.	344
5.5.1 La situazione al 2002 delle emissioni regionali di CO ₂	pag.	344
5.5.2 Il settore della produzione elettrica	pag.	348
5.5.2.1 Attuazione della delibera CIPE 123/2002 e aggiornamento del Piano di Azione Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra (PNR)	pag.	348
5.5.2.2 Caratterizzazione dei sistemi elettrici regionali	pag.	349
5.5.2.3 Analisi delle prospettive del settore termoelettrico	pag.	352
5.5.3 La promozione dell'efficienza energetica	pag.	356
5.6 L'energia nei Fondi Strutturali	pag.	359
5.6.1 Obiettivi	pag.	359
5.6.2 Risorse finanziarie	pag.	359
5.6.3 Programmi operativi	pag.	360
5.6.4 Interventi in campo energetico previsti dal Programma Operativo Nazionale Assistenza Tecnica e Azioni di Sistema (PON-ATAS)	pag.	361
5.6.5 Interventi in campo energetico previsti dai POR dell'Obiettivo 1	pag.	362
5.6.6 Interventi in campo energetico previsti dai DOCUP dell'Obiettivo 2	pag.	367
5.7 Programmi ministeriali sulle fonti rinnovabili	pag.	371
5.7.1 Programma "Tetti fotovoltaici"	pag.	371
5.7.2 Programma "Solare termico"	pag.	374
5.7.3 Fonti rinnovabili: riepilogo degli interventi regionali	pag.	376
<i>In primo piano</i>	pag.	384
<i>Bibliografia</i>	pag.	386
Capitolo 6 – LA RICERCA IN CAMPO ENERGETICO	pag.	387
6.1 L'evoluzione della ricerca nel campo delle tecnologie energetiche	pag.	389
6.1.1 Le tecnologie di utilizzo dei combustibili fossili.....	pag.	391
6.1.1.1 Quadro sintetico delle tecnologie degli impianti termoelettrici esistenti	pag.	391
6.1.1.2 Tecnologie di frontiera o emergenti	pag.	392
6.1.2 Le tecnologie di utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili	pag.	404
6.1.2.1 Il fotovoltaico	pag.	404
6.1.2.2 L'eolico	pag.	406
6.1.2.3 La biomassa	pag.	410
6.1.2.4 Il solare termodinamico	pag.	417
6.1.3 L'idrogeno come vettore energetico	pag.	424
6.1.4 Le celle a combustibile	pag.	426
6.1.5 Le tecnologie nucleari	pag.	427
6.1.5.1 La fusione termonucleare	pag.	427
6.1.5.2 La fissione nucleare: le nuove generazioni di reattori	pag.	428
6.2 L'impiantistica energetica: stato e prospettive di sviluppo	pag.	436
6.3 Il quadro della ricerca, la competitività, le fonti di finanziamento	pag.	470
6.3.1 Il quadro della ricerca	pag.	470
6.3.1.1 Il Programma Nazionale per la Ricerca (PNR) 2005-2007	pag.	470
6.3.1.2 La valutazione della ricerca. La relazione 2001-2003 del CIVR	pag.	472
6.3.2 Ricerca e competitività tecnologica dell'Italia	pag.	474
6.3.2.1 Il sistema innovativo italiano nel confronto internazionale	pag.	474
6.3.2.2 Gli investimenti pubblici per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore dell'energia ...	pag.	479
6.3.2.3 La dinamica della competitività tecnologica.....	pag.	486
<i>In primo piano</i>	pag.	492
<i>Bibliografia</i>	pag.	491

Appendice 1 – Energia e ambiente: cronologia degli eventi 2004-2005	pag.	493
Appendice 2 – Energia e ambiente: riferimenti normativi e legislativi 2004-2005	pag.	505
Appendice 3 – Glossario	pag.	511
Appendice 4 – Unità di misura e fattori di conversione	pag.	525

CAPITOLO 1 - IL QUADRO DI RIFERIMENTO

CAPITOLO 1 – IL QUADRO DI RIFERIMENTO

1.1 L'EVOLUZIONE DELL'ECONOMIA MONDIALE

L'attività economica mondiale, in crescita dalla seconda metà del 2003, si è ulteriormente rafforzata nel 2004. La crescita è stata sostenuta dalle politiche monetarie e di bilancio adottate dalle autorità dei principali Paesi, il cui orientamento espansivo si è solo leggermente attenuato nel corso dell'anno. L'accelerazione della ripresa negli Stati Uniti e la fase di forte sviluppo dell'economia cinese hanno favorito la crescita del commercio internazionale. Le quotazioni azionarie si sono mantenute sostanzialmente stabili sui livelli del 2003.

Sulla fase espansiva del ciclo economico gravano alcuni elementi di squilibrio che potrebbero attenuarne l'intensità. In primo luogo, l'elevato ritmo di sviluppo dell'economia cinese implica una crescita sostenuta della domanda di prodotti energetici e materie prime; la rigidità dell'offerta e il deprezzamento del dollaro hanno determinato una brusca impennata delle quotazioni, amplificata, nel caso del petrolio, dai fattori d'incertezza connessi alla situazione geopolitica mediorientale. Se ritenuti persistenti, gli aumenti del prezzo del petrolio potrebbero incidere sulle aspettative d'inflazione dei principali Paesi importatori.

In secondo luogo l'ulteriore ampliamento del disavanzo di parte corrente degli Stati Uniti ha amplificato le pressioni al ribasso sul cambio del dollaro. Ciò determina una riduzione di competitività nei Paesi dell'area dell'euro e impedisce alla ripresa economica di estendersi in maniera uniforme a tutte le aree geografiche.

1.1.1 Le caratteristiche del 2004

Nel 2004 l'economia mondiale ha registrato una crescita del 5,1% su base annua, superiore al 4% dell'anno precedente. Il commercio mondiale è aumentato del 9,9%, a fronte del 4,9% nel 2003. L'espansione degli scambi ha favorito principalmente i Paesi asiatici e quelli dell'Europa centro-orientale, che hanno accresciuto il volume delle esportazioni rispettivamente del 19,5% e del 16,2%. Nonostante l'apprezzamento dell'euro, le esportazioni dei Paesi europei sono aumentate del 5,8% (tabella 1.1.1). La ripresa economica coincide con il rilancio della domanda negli Stati Uniti favorita dalla svalutazione del dollaro, dall'orientamento espansivo della politica monetaria e dall'incremento del deficit del bilancio federale. I Paesi asiatici hanno mantenuto elevata la propria competitività, contenendo l'apprezzamento delle loro valute mediante l'accumulazione di riserve monetarie in dollari.

La fase di debolezza del dollaro si è protratta per tutto il 2004 (figura 1.1.1). Tale flessione è stata influenzata principalmente dalle preoccupazioni relative alle elevate dimensioni del debito pubblico negli Stati Uniti. I massicci interventi sui mercati valutari delle autorità monetarie del Giappone e degli altri Paesi asiatici hanno contenuto la svalutazione del dollaro nei confronti delle rispettive monete nazionali. Il deprezzamento è stato consistente nei confronti dell'euro (il valore minimo di 1,34 dollari/euro è stato toccato nel dicembre del 2004). Nei primi mesi del 2005 si è assistito ad un graduale riallineamento, fino al tasso di 1,20 dollari/euro della seconda parte dell'anno.

Nel corso del 2004, listini dei principali mercati azionari hanno fatto registrare lievi rialzi e marcate oscillazioni soprattutto nel settore dei titoli tecnologici; sulla crescita delle quotazioni azionarie hanno influito le condizioni d'abbondante liquidità e il cospicuo aumento degli utili a seguito dei processi di ristrutturazione intrapresi nel triennio precedente (figura 1.1.2).

Nella media del 2004 il prezzo del greggio¹ ha sfiorato i 38 dollari al barile, segnando un incremento di circa il 30% rispetto al 2003. Nel 2005, la crescita non si è arrestata e il prezzo del greggio ha superato i 50 dollari in aprile per poi attestarsi sui 61 dollari all'inizio d'agosto 2005 (figura 1.1.3).

Sull'inaspettata crescita delle quotazioni del petrolio ha influito principalmente la forte domanda che proviene dalle economie più dinamiche; la variabilità delle quotazioni nel corso dell'anno è stata amplificata da movimenti speculativi particolarmente reattivi rispetto ad una serie di fattori, tra i quali vale la pena ricordare:

- il restringimento dei margini di capacità produttiva inutilizzata dei Paesi dell'OPEC;
- il mancato adeguamento della capacità degli impianti di raffinazione che servono i principali mercati OCSE;
- il perdurare della situazione di incertezza geopolitica in Medio Oriente, in Nigeria e, in misura minore, in Venezuela.

Anche i prezzi delle materie prime non energetiche hanno segnato incrementi significativi; in particolare le quotazioni in dollari dei metalli hanno fatto registrare un incremento del 36% rispetto dal 2003. Un impulso alla crescita dei prezzi, molto sensibili all'andamento del ciclo economico, è provenuto dalla domanda della Cina e degli altri Paesi dell'Asia.

Tabella 1.1.1 - PIL e interscambio con l'estero. Variazione media annua. Anni 2003-2004 (%)

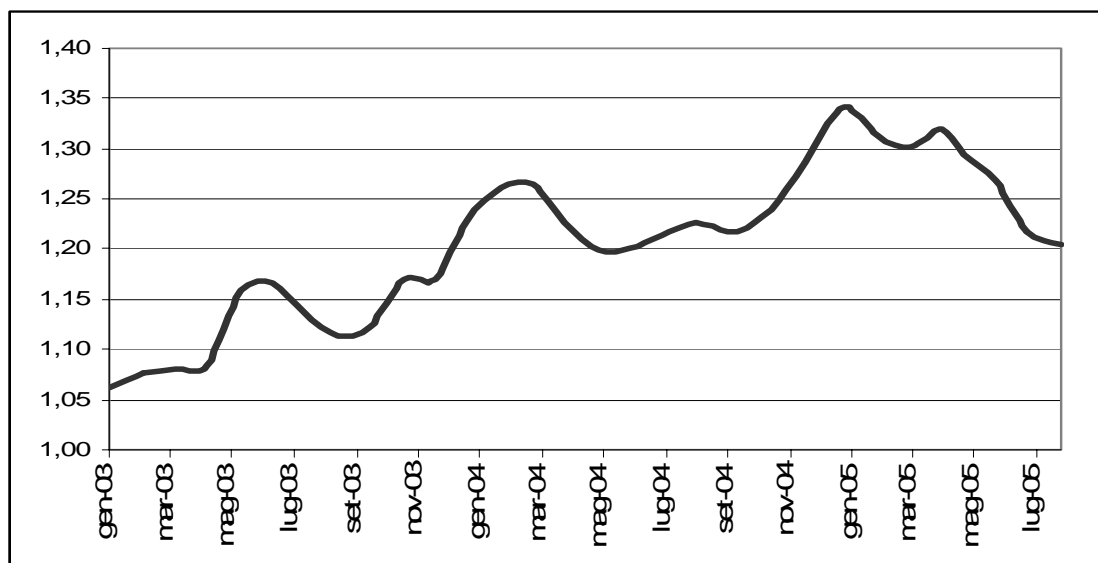
	2003			2004		
	PIL	Importazioni	Esportazioni	PIL	Importazioni	Esportazioni
Economie avanzate	2,0	3,6	2,8	3,4	8,5	8,1
USA	3,0	4,4	1,9	4,4	9,9	8,5
Area euro	0,5	1,8	0,1	2,0	6,0	5,8
Giappone	1,4	3,8	9,1	2,6	8,9	14,4
Economie asiatiche di nuova industrializzazione	3,0	9,1	12,9	5,5	15,8	17,1
Paesi in via di sviluppo	6,4	10,6	10,3	7,2	16,9	13,7
Africa	4,6	6,6	6,6	5,1	9,6	6,9
Asia	8,1	15,1	12,7	8,2	21,5	19,5
Medio Oriente	5,8	3,3	10,1	5,5	8,8	3,8
America latina	2,2	0,7	3,3	5,7	12,5	10,5
Europa centrale ed orientale	4,5	13,5	13,7	6,1	16,0	16,2
Ex Unione Sovietica	7,9	14,5	11,8	8,2	21,1	11,5
Mondo	4,0	*4,9		5,1	*9,9	

*Volume del commercio mondiale

Fonte: elaborazione ENEA su dati FMI

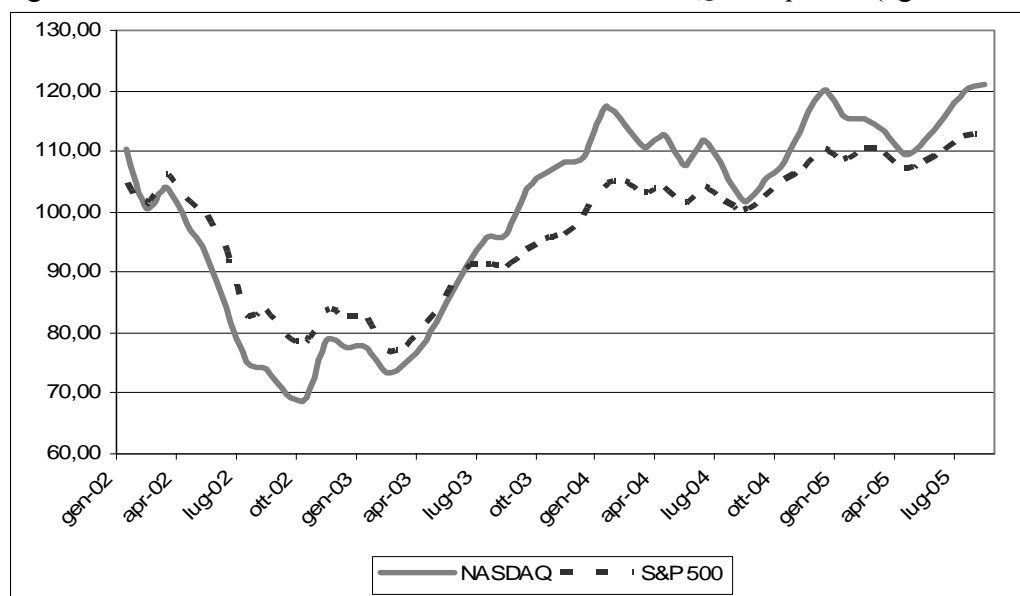
¹ Media tra Dubai, Brent e WTI.

Figura 1.1.1 - Cambio dollaro-euro. Anni 2003-2005



Fonte: UIC

Figura 1.1.2 - Indice Standard & Poor's 500 e NASDAQ Composite (agosto 1998=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Nasdaq

Figura 1.1.3 - Prezzo del petrolio* (US\$/barile)



* Media tra Dubai, Brent e WTI

Fonte: elaborazione ENEA su dati DOE e AIE

Stati Uniti

Nel 2004 negli Stati Uniti la crescita del PIL (4,4%) è stata superiore a quella dell'anno precedente (3,1%). La politica di bilancio ha favorito la crescita dell'attività produttiva mantenendo in forte passivo il disavanzo federale pari, nel 2004, al 3,6% del PIL. L'orientamento espansivo della politica monetaria, al contrario, si è gradualmente attenuato e il tasso d'interesse di riferimento sui *federal fund* è stato progressivamente innalzato nel corso dell'anno.

Negli ultimi tre anni, le imprese statunitensi hanno avviato un radicale processo di ristrutturazione sfruttando le nuove tecnologie informatiche e della comunicazione per ottenere guadagni d'efficienza e accrescere la flessibilità dei processi produttivi. Il notevole incremento della produttività ha permesso di contenere il costo del lavoro e di limitare gli effetti inflazionistici dei rincari del prezzo del greggio.

La crescita della produttività è stata superiore a quella dei salari e ha consentito l'espansione dei profitti e la ripresa degli investimenti (+10,6%).

L'occupazione, in calo dai primi mesi del 2001, è tornata ad aumentare a ritmi sostenuti dall'inizio del 2004. La crescita occupazionale ha riguardato quasi esclusivamente il settore dei servizi mentre è ristagnata nel settore manifatturiero.

Nel corso del 2004 il principale sostegno alla domanda è stato fornito dai consumi privati, cresciuti del 4% circa. La spesa delle famiglie è stata sostenuta dall'aumento occupazionale e dalla crescita delle quotazioni azionarie e immobiliari, che hanno determinato l'aumento della ricchezza delle famiglie.

L'accresciuto divario tra il tasso di crescita economica degli Stati Uniti e quello dei principali *partner* commerciali ha determinato un ulteriore peggioramento dei conti con l'estero degli Stati Uniti. La bilancia delle partite correnti, in particolare, ha fatto registrare un ulteriore aggravio del disavanzo pari al 5,7% del PIL nel 2004: il livello massimo del secondo dopoguerra.

Il disavanzo della bilancia commerciale è stato compensato nell'ultimo decennio dall'afflusso di capitali dall'estero. Nell'ultimo biennio gli afflussi di capitale privato straniero, soprattutto nel comparto azionario, si sono ridimensionati; nel contempo hanno acquisito crescente rilevanza gli investimenti in titoli obbligazionari statunitensi d'autorità ufficiali straniere, in particolare della Cina e d'altri Paesi asiatici, che hanno accumulato riserve al fine di contrastare l'apprezzamento delle loro valute nei confronti del dollaro.

Giappone

L'economia giapponese è cresciuta anche nel 2004 a ritmi elevati. Il prodotto è aumentato del 2,6% grazie all'impulso fornito dalle esportazioni verso gli altri Paesi asiatici e dagli investimenti privati. Nel corso dell'anno la crescita del PIL si è affievolita in relazione al rallentamento delle esportazioni giapponesi di prodotti ad alta tecnologia nei mercati asiatici e in quello statunitense. L'accumulazione di capitale, favorita dal recupero di redditività delle imprese, è proseguita anche nel 2004.

L'occupazione si è mantenuta sui valori dell'anno precedente. Tuttavia, in seguito ai processi di ristrutturazione avviati da molte imprese, si registra la tendenza a sostituire posizioni lavorative a tempo pieno con posizioni a tempo parziale, meno remunerate e più flessibili. Tale tendenza ha inciso sulle retribuzioni e contenuto l'incremento dei consumi.

La crescita dell'economia non ha influito sulla tendenza deflazionistica che è proseguita nel 2004.

In tale contesto, la Banca del Giappone ha confermando il proprio orientamento espansivo mantenendo i tassi d'interesse a breve termine prossimi allo zero e garantendo un'abbondante liquidità al sistema bancario. La politica di bilancio ha assunto un orientamento restrittivo volto ad avviare un processo di riequilibrio dei conti pubblici: nel 2004 il disavanzo pubblico è diminuito di circa un punto percentuale al 5,9% del PIL. L'incidenza del debito lordo sul prodotto rimane la più elevata fra quelle dei Paesi industriali superando il 150%.

Area dell'euro

Nel 2004 il prodotto interno lordo nell'area dell'euro è aumentato in media del 2,1%, il tasso di crescita più elevato degli ultimi quattro anni. Il divario rispetto agli Stati Uniti rimane tuttavia prossimo ai due punti percentuali. La crescita è stata più modesta in Germania e in Italia, mentre in Francia e Spagna è stata superiore alla media dell'area. L'espansione dell'attività economica è stata trainata dalla crescita della domanda interna nei principali Paesi dell'area. In Germania, tuttavia, i consumi interni hanno ristagnato risentendo della crescita della propensione al risparmio delle famiglie, indotta dall'incertezza sul futuro assetto della spesa sociale.

L'apprezzamento dell'euro ha limitato i benefici connessi con l'espansione del commercio internazionale: l'apporto dell'interscambio con l'estero alla formazione del PIL è stato negativo in tutte le principali economie dell'area eccetto quella tedesca.

I consumi delle famiglie sono aumentati in misura contenuta e in relazione all'andamento dell'occupazione nei diversi Paesi. In Francia l'incremento è stato consistente, mentre in Germania la spesa delle famiglie è diminuita, seppure lievemente, per il terzo anno consecutivo.

Gli investimenti in beni strumentali, dopo un triennio d'ininterrotta flessione, sono cresciuti in tutti i Paesi dell'area. Anche l'andamento degli investimenti in costruzioni ha contribuito positivamente alla crescita, nonostante il calo registrato in Germania.

Nella media del 2004, l'occupazione nell'area dell'euro è cresciuta dello 0,5%, con andamenti diversi tra le principali economie dell'area. In Germania, dopo la flessione in atto dalla seconda metà del 2001, si è registrata una crescita del numero degli occupati, in Francia l'occupazione è lievemente calata, mentre ha continuato a crescere in Spagna e in Italia.

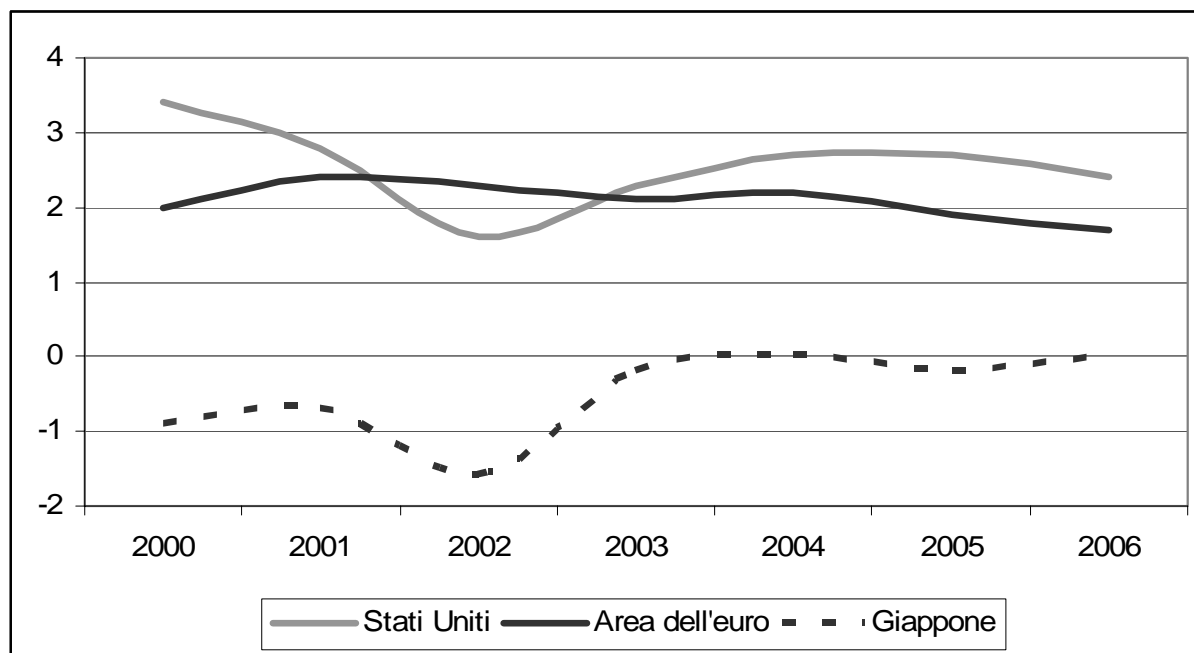
Nel complesso delle quattro maggiori economie dell'area, si è registrata una lieve crescita del costo del lavoro per unità di prodotto (CLUP); la dinamica del CLUP è stata diversa nei quattro Paesi. In Germania si è registrata una diminuzione del CLUP (-1,4%), grazie al miglioramento della produttività del lavoro nel settore manifatturiero. Nelle altre tre principali economie l'incremento del CLUP è stato contenuto grazie ad un forte incremento della produttività in Francia (dove il CLUP è cresciuto dello 0,4%), e di un rallentamento del costo unitario del lavoro in Italia e in Spagna (dove la crescita del CLUP è stata del 2,4% e del 3,7%, rispettivamente).

Nel corso del 2004 l'inflazione al consumo si è mantenuta attorno al 2,1% a causa soprattutto dei rincari dei prodotti energetici (figura 1.1.4).

L'effetto del rialzo dei prezzi del petrolio sulle componenti energetiche dell'indice è stato parzialmente compensato dal calo delle altre componenti, dovuto alla fase di debole domanda, alla moderata crescita delle retribuzioni e all'apprezzamento del cambio effettivo nominale dell'euro.

In seguito all'attenuarsi delle aspettative d'inflazione, la Banca Centrale Europea ha mantenuto condizioni monetarie espansive al fine di agevolare la ripresa del ciclo economico: il Consiglio Direttivo della BCE ha tenuto il tasso sulle operazioni di rifinanziamento principali al livello del 2% raggiunto alla metà del 2003. In termini reali i tassi d'interesse a breve termine sono rimasti attorno allo zero.

Figura 1.1.4 - Inflazione (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati IMF World Economic Outlook, 2005

Anche nel 2004, dati gli elevati livelli di disavanzo nei principali Paesi dell'area, la politica di bilancio non ha potuto contrastare la debolezza ciclica con misure espansive. L'indebitamento netto delle Amministrazioni pubbliche è sceso nell'anno al 2,8% del prodotto, dal 2,7% nell'anno precedente; in molti Paesi i risultati di bilancio sono stati significativamente peggiori degli obiettivi fissati nei rispettivi Programmi di stabilità. Germania, Francia, Italia e Grecia hanno superato la soglia del 3% del rapporto deficit/PIL; il Portogallo ha raggiunto valori di poco inferiori.

Il debito lordo delle Amministrazioni pubbliche in tutta l'area dell'euro è ancora salito al 71,4% del PIL dal 70,9% nel 2003. Particolarmente consistente è il debito pubblico dell'Italia e della Grecia che, seppur in diminuzione, rimane tuttora superiore al 100% del PIL; il Belgio è riuscito ad operare una significativa riduzione passando dal 100% del 2003 al 95,7% del 2004.

Economie emergenti

Nel 2004 le economie emergenti si sono sviluppate a ritmi sostenuti favoriti anche dalla sostanziale stabilità dei mercati valutari e azionari.

In America latina il prodotto è aumentato del 5,7% (2,2% nel 2003). La robusta crescita dell'attività economica è dovuta soprattutto alla ripresa della domanda interna in Argentina e Brasile. Le rigorose politiche economiche adottate nei principali Paesi dell'area hanno frenato le spinte inflazionistiche e reso competitive le esportazioni.

Nei Paesi emergenti dell'Asia l'attività economica è cresciuta ad un tasso prossimo all'8%. Nella seconda parte del 2004 i principali produttori di beni a tecnologia avanzata hanno fatto

registrare un calo delle esportazioni risentendo del rallentamento della domanda mondiale in questo comparto.

L'eccezionale espansione dell'economia cinese (9,5% nel 2004) è stata trainata dalla forte crescita degli investimenti (+27%), nonostante l'adozione di misure amministrative e di restrizione del credito volte a contenere l'accumulazione in alcuni settori caratterizzati da capacità produttiva in eccesso. La bilancia commerciale di parte corrente presenta nel 2004 un attivo pari al 4,2% del PIL. L'avanzo commerciale complessivo è leggermente inferiore (1,9% del PIL) a causa dell'ingente afflusso d'investimenti stranieri.

La Cina assume oggi un peso rilevante negli scambi commerciali dell'area asiatica: il prodotto cinese rappresenta oltre il 45% di quello della regione (14% a livello mondiale valutato a parità di potere d'acquisto); le sue importazioni agevolano lo sviluppo delle altre economie asiatiche; la crescente interdipendenza tra le economie dell'area agevola anche il flusso opposto: le esportazioni cinesi sono arrivate a costituire circa il 16% delle importazioni degli altri Paesi dell'area. La penetrazione dei prodotti cinesi coinvolge anche il mercato statunitense nel quale la Cina è il secondo esportatore, dopo il Canada. Fattori di criticità nello sviluppo cinese sono rappresentati dall'insufficiente evoluzione dell'ordinamento giuridico, dalla forte sperequazione retributiva che rischia di acuire tensioni di carattere sociale, e dall'inadeguatezza del sistema di sicurezza sociale che induce un consistente risparmio privato a fini precauzionali (circa il 35% del reddito disponibile delle famiglie).

1.1.2 Le caratteristiche del 2005

Le previsioni del FMI pubblicate ad aprile 2005 (tabella 1.1.2) indicano un tasso di sviluppo del commercio mondiale del 7,4% e una crescita del PIL del 4,3%.

La fase d'espansione economica evidenzia anche una disomogeneità nella crescita tra le principali aree geografiche.

L'economia cinese e quella statunitense continuano a svolgere una funzione di traino, ma l'espansione rimane limitata in Giappone e in alcuni Paesi dell'Unione Europea.

In media annua si prevede per gli USA una crescita del PIL del 3,6%, con un rallentamento della crescita che trae origine dall'affievolirsi degli orientamenti espansivi di politica economica.

Sebbene i problemi strutturali dell'economia giapponese sembrano ormai in via di superamento, le previsioni del FMI stimano, infatti, una crescita del PIL pari a circa lo 0,8%.

La crescita economica nell'area asiatica si mantiene a livelli prossimi al 7%: in particolare, si stima una crescita dell'8,5% e del 6,7% per Cina e India, rispettivamente. Anche in America latina, nonostante le aspettative di flessione dell'attività produttiva in Brasile e Argentina, il PIL potrebbe crescere a livelli elevati prossimi al 4%.

Nell'area dell'euro si prevede una crescita del PIL pari all'1,6%, più elevata in Spagna (2,8%) e Francia (2%), più debole in Germania (0,8%), nulla in Italia (secondo le recenti valutazioni del Governo e delle principali istituzioni internazionali).

I dati concernenti i primi mesi dell'anno confermano le previsioni per quanto riguarda gli Stati Uniti, dove continua la crescita di consumi e occupazione ma si registra un calo degli investimenti. Nello stesso periodo, le tensioni al rialzo dei prezzi, seppur contenute, segnalerebbero il progressivo esaurimento della capacità produttiva inutilizzata. Ad esse si associa una componente d'inflazione importata dipendente dal prezzo del petrolio e dal deprezzamento del dollaro. Le aspettative di ripresa dell'inflazione inducono a prevedere un prossimo innalzamento dei tassi d'interesse.

La crescita è stata superiore alle previsioni nell'area dell'euro (2,0% nel primo trimestre), in Giappone (5,3%) grazie alla forte ripresa dei consumi, e in Cina (9,5%).

Tabella 1.1.2 - PIL e interscambio con l'estero. Variazione media annua. Anno 2005** (%)

	2005		
	PIL	Importazioni	Esportazioni
Economie avanzate	2,6	6,5	5,9
USA	3,6	7,0	7,2
Area euro	1,6	6,1	5,8
Giappone	0,8	6,9	5,6
Economie asiatiche di nuova industrializzazione	4,0	7,3	7,2
Paesi in via di sviluppo	6,3	12,0	9,9
Africa	5,0	8,7	7,2
Asia	7,4	15,5	14,9
Medio Oriente	5,0	8,0	5,0
America latina	4,1	8,9	4,6
Ex Unione Sovietica	6,5	15,2	7,4
Mondo	4,3	*7,4	

*Volume del commercio mondiale

**Proiezioni

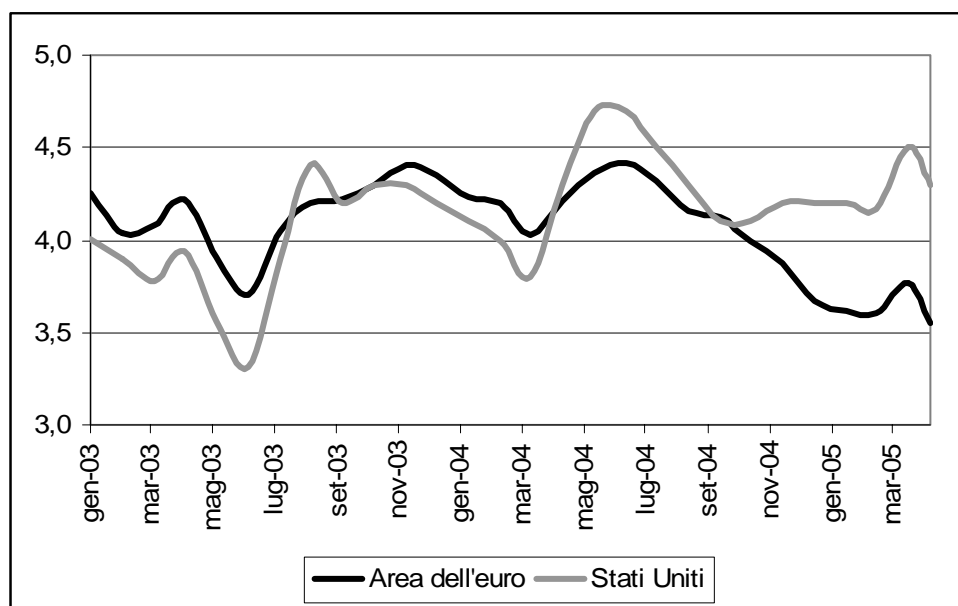
Fonte: elaborazione ENEA su dati FMI

1.1.3 Le prospettive future

La crescita del prodotto mondiale e, soprattutto, l'espansione del commercio internazionale prevista per il biennio 2004-2005, si caratterizza per tassi di crescita ancor più elevati di quelli fatti registrare durante la lunga fase d'espansione degli anni novanta. L'espansione fiscale degli Stati Uniti e la crescita economica della Cina hanno finora sorretto la ripresa economica internazionale senza evidenti effetti avversi sui tassi d'interesse a lungo termine (figura 1.1.5). L'impatto inflazionistico dell'aumento del prezzo del petrolio è stato attenuato dagli incrementi di produttività verificatisi nelle principali economie industrializzate e dalla convenienza dei beni di consumo provenienti dai paesi asiatici.

L'espansione economica è però particolarmente debole in Giappone e nell'Unione Europea e la crescita del PIL, seppure elevata, sembra soggetta ad una marcata volatilità in alcuni Paesi emergenti (soprattutto i Paesi dell'America Latina).

Figura 1.1.5 - Tassi d'interesse decennali. Anni 2003-2005 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Banca d'Italia

A questi elementi di criticità se ne aggiungono altri che rendono incerte le prospettive future dell'economia mondiale.

Nel luglio 2005 le autorità cinesi hanno proceduto alla rivalutazione dello Yuan nei confronti del dollaro, annunciando l'avvio di una fase di fluttuazione controllata della valuta cinese nei confronti di un paniere di divise internazionali (principalmente dollaro, euro, sterlina, won coreano). La modesta (2,1%) rivalutazione non sembra incidere in maniera sostanziale sulla competitività delle merci cinesi dato il forte divario nei costi di produzione con gli altri partner commerciali. Gli effetti dello sganciamento dalle fluttuazioni del dollaro, potrebbero invece avere conseguenze sugli equilibri economici internazionali. La dimensione dei deficit di bilancio degli Stati Uniti e di quello delle partite correnti è sostenibile, nella situazione attuale, solamente grazie alla capacità d'accumulo di riserve monetarie in dollari e di *Treasury Bonds* da parte dei Paesi asiatici, che hanno operato sui mercati finanziari per evitare l'apprezzamento delle proprie valute nazionali nei confronti del dollaro. In un regime di sia pur modesta fluttuazione monetaria, la capacità d'assorbimento del debito americano da parte dei Paesi asiatici, Cina in testa, risulterebbe minore. Ciò costringerebbe le autorità statunitensi a ridimensionare la politica d'espansione fiscale e ad innalzare i tassi di rendimento a lungo termine. Gli effetti sulla domanda interna degli Stati Uniti e d'altre importanti economie potrebbero essere rilevanti.

Con la progressiva restrizione della politica fiscale americana, l'economia USA non godrebbe più della domanda indotta dalle spese federali e dagli sgravi fiscali e verosimilmente dovrebbe rallentare; la riduzione dello squilibrio favorirebbe un apprezzamento del dollaro e una crescita di competitività degli altri Paesi industrializzati.

Un rialzo dei rendimenti a lungo termine dei titoli di stato americani potrebbe innescare una crescita dei mutui ipotecari, la perdita di valore dei beni immobili e un calo della domanda interna soprattutto in quelle economie dove il tasso d'indebitamento di famiglie e imprese risulta elevato (Regno Unito, Australia, Stati Uniti, Irlanda, Nuova Zelanda e i Paesi asiatici di nuova industrializzazione)².

Una possibile nuova fase di sviluppo presuppone quindi un ridimensionamento della domanda interna americana. Nel periodo di transizione sarà decisivo il coordinamento tra le autorità monetarie dei principali Paesi coinvolti, Cina inclusa, per evitare bruschi *shock* generati dagli aggiustamenti nei mercati internazionali.

² In molti Paesi industrializzati, infatti, la domanda interna è sostenuta dalle elevate quotazioni degli immobili che influiscono sull'incremento dei consumi attraverso tre canali principali:

- incremento di valore del patrimonio delle famiglie che induce a consumare una frazione maggiore del reddito disponibile;
- rinegoziazione dei mutui ipotecari che rende disponibile per il consumo di beni e servizi una quota di reddito precedentemente utilizzata per gli ammortamenti;
- impulso al mercato immobiliare e al *turnover* delle residenze che generano indotto per mobili e accessori.

1.2 L'EVOLUZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA

1.2.1 L'economia italiana nel 2004

In Italia, nel 2004 l'attività economica è cresciuta ad un tasso inferiore rispetto alla media dell'area dell'euro. Il PIL è aumentato dell'1,2% (0,3% nel 2003) grazie soprattutto al contributo della domanda finale interna e degli investimenti (tabella 1.2.1 e figura 1.2.1). Il contributo positivo della componente estera alla crescita del PIL non è stato di dimensioni rilevanti: alla crescita delle importazioni, più marcata che nel resto dell'area dell'euro, si è accompagnata una crescita delle esportazioni non in linea con il tasso d'espansione del commercio mondiale.

Come nel biennio precedente, il valore aggiunto è cresciuto nel settore delle costruzioni e nei servizi. Nell'industria manifatturiera il valore aggiunto è sostanzialmente ristagnato, mentre l'indice della produzione industriale è risultato in calo per il quarto anno consecutivo.

Nonostante una lieve crescita del valore aggiunto in agricoltura, si registra una progressiva perdita d'importanza del settore: la frazione di PIL coperta dal settore primario è passata dal 5% del 1970 al 2,5% del 2004.

I consumi delle famiglie sono cresciuti di circa un punto percentuale, trainati dagli acquisti di beni durevoli ad alta tecnologia e di autoveicoli. Il rallentamento della dinamica occupazionale e la sostanziale stagnazione dei redditi unitari da lavoro dipendente hanno indotto una modesta crescita del reddito disponibile delle famiglie. L'evoluzione dei consumi risente soprattutto del peggioramento del clima di fiducia dei consumatori misurato dall'indice ISAE; il declino della fiducia delle famiglie evidenzia un diffuso timore di graduale impoverimento sul quale influiscono le attese di un ulteriore deterioramento del quadro macroeconomico nazionale.

Gli investimenti fissi sono aumentati nel corso dell'anno del 2,1% in termini reali, grazie anche alle favorevoli condizioni di finanziamento. L'accumulazione ha interessato prevalentemente il comparto delle costruzioni, soprattutto grazie all'edilizia residenziale sospinta dal basso costo dei mutui e dall'ascesa delle quotazioni immobiliari. I settori delle macchine, delle attrezzature e dei mezzi di trasporto, dopo il forte ridimensionamento del 2003, sono aumentati in misura modesta. Sulla prolungata fase di ristagno degli investimenti hanno influito la debolezza della domanda interna e le aspettative di diminuzione di quella estera. Gli elevati margini di capacità produttiva inutilizzata hanno aggravato l'incertezza degli imprenditori circa le prospettive dell'economia (figura 1.2.2).

La componente estera della domanda ha contribuito all'espansione del PIL per una frazione pari allo 0,3%. Nel corso dell'anno sono aumentate sia le importazioni (+2,5%), che le esportazioni (+3,2%). La ripresa delle esportazioni (soprattutto prodotti in metallo, macchine e apparecchi meccanici), dopo la decisa contrazione del biennio precedente, appare tuttavia debole se confrontata con il favorevole andamento dell'export dei partner europei e con il tasso di sviluppo del volume degli scambi internazionali. Nel 2004 è quindi proseguita la perdita di quote di mercato dei prodotti italiani, imputabile soprattutto ai limiti strutturali del modello di specializzazione produttiva del Paese (nel 2004 si registra ancora una forte contrazione delle esportazioni di prodotti dei settori tessile, abbigliamento, calzature).

In presenza di una fase di sostanziale stagnazione della congiuntura economica, la crescita dell'occupazione ha fatto registrare un rallentamento allo 0,7% dall'1% dell'anno precedente. La crescita è avvenuta soprattutto nelle regioni centro-settentrionali, in relazione anche ad una ripresa dei flussi migratori dalle regioni meridionali.

Nel 2004 l'inflazione³ in Italia si è collocata al 2,3% (dal 2,8% nel 2003) (figura 1.2.3). Gli effetti del rialzo dei prezzi dei prodotti energetici sono stati in parte compensati dall'apprezzamento dell'euro. Un contributo al contenimento dei prezzi dei beni al consumo è provenuto anche dalla decelerazione dei prezzi dei beni alimentari freschi. Il differenziale d'inflazione nei confronti della media dei Paesi dell'area dell'euro si è ridotto allo 0,2%, dallo 0,7% dell'anno precedente. Sul differenziale d'inflazione rispetto agli altri Paesi dell'area incidono la crescita dei prezzi delle voci regolamentate e l'aumento del costo del lavoro per unità di prodotto che, a causa della scarsa crescita della produttività, è più intenso in Italia che nella media dell'area dell'euro.

Nel 2004 in Germania, Francia, Spagna e Italia, le quattro maggiori economie dell'area dell'euro, la ripresa della produttività e i contenuti incrementi del costo del lavoro pro capite hanno contribuito alla decelerazione del costo del lavoro per unità di prodotto (figura 1.2.4). Il diverso andamento della produttività settoriale ha determinato una diminuzione del CLUP nell'industria e un incremento nei servizi.

In Italia l'aumento del CLUP è stato pari al 2,3% dal 3,9% del 2003. Sul dato italiano ha influito principalmente il contenimento del tasso di crescita del costo unitario del lavoro avvenuto nel settore dei servizi. La produttività ha fatto registrare incrementi modesti concentrati soprattutto nell'industria manifatturiera.

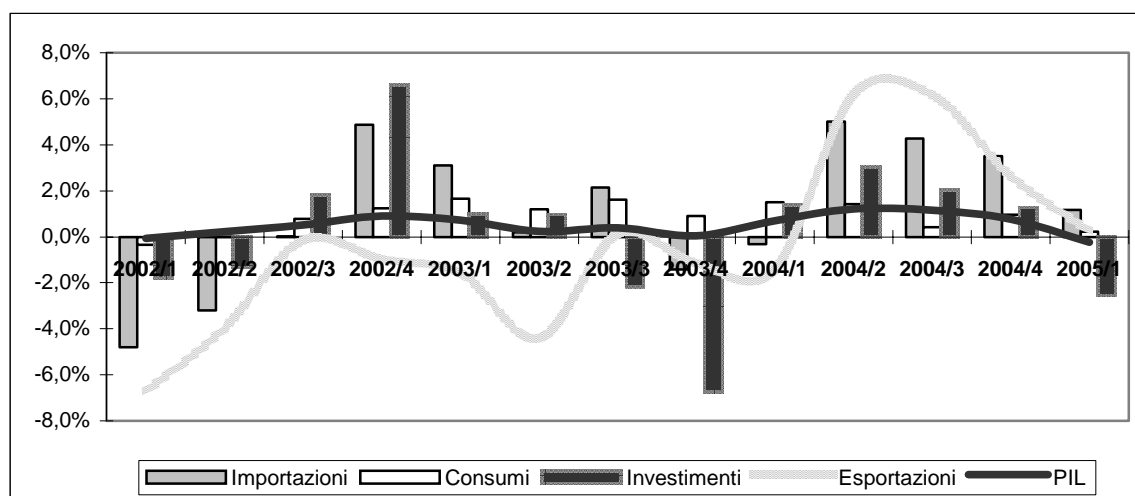
Tabella 1.2.1 - Conto delle risorse e degli impieghi. Variazione annua. Anni 2001-2004 (%)*

	Prodotto interno lordo	Importazioni di beni e servizi fob	Consumi finali nazionali	Investimenti fissi lordi	Esportazioni di beni e servizi fob
2001	1,7	0,5	1,5	1,6	1,6
2002	0,4	-0,5	0,7	1,3	-3,2
2003	0,3	1,3	1,6	-1,8	-1,9
2004	1,2	2,5	0,9	2,1	3,2

* Valori a prezzi costanti.

Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT

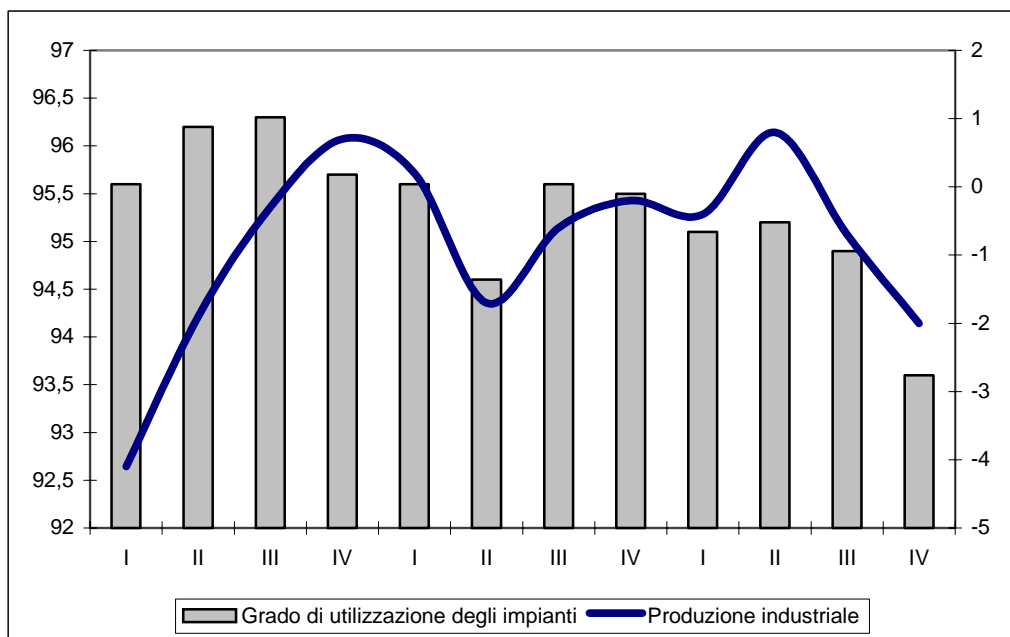
Figura 1.2.1 - Conto delle risorse e degli impieghi. Variazioni sul trimestre corrispondente. Anni 2002-2004 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT

³ Misurata dalle variazioni dell'indice armonizzato dei prezzi al consumo.

Figura 1.2.2 - Grado d'utilizzazione degli impianti* e variazione della produzione industriale rispetto al trimestre corrispondente**. Anni 2002-2004

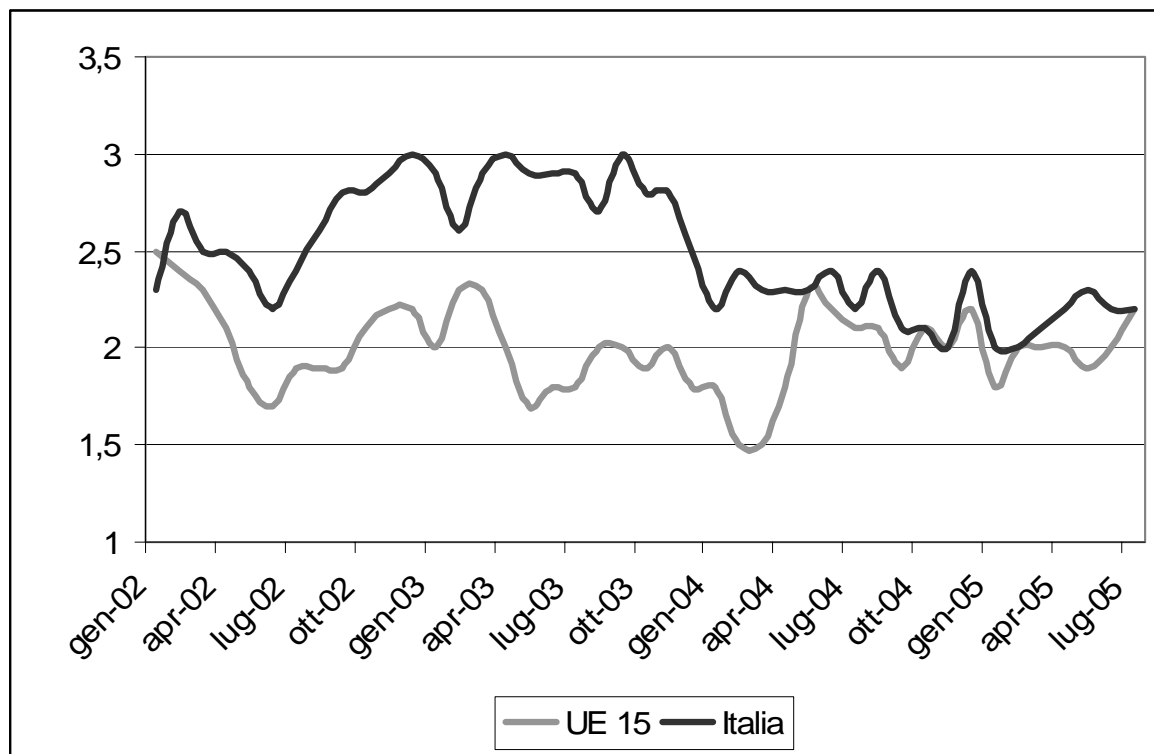


*(%) - scala sin.

**(%) - scala ds.

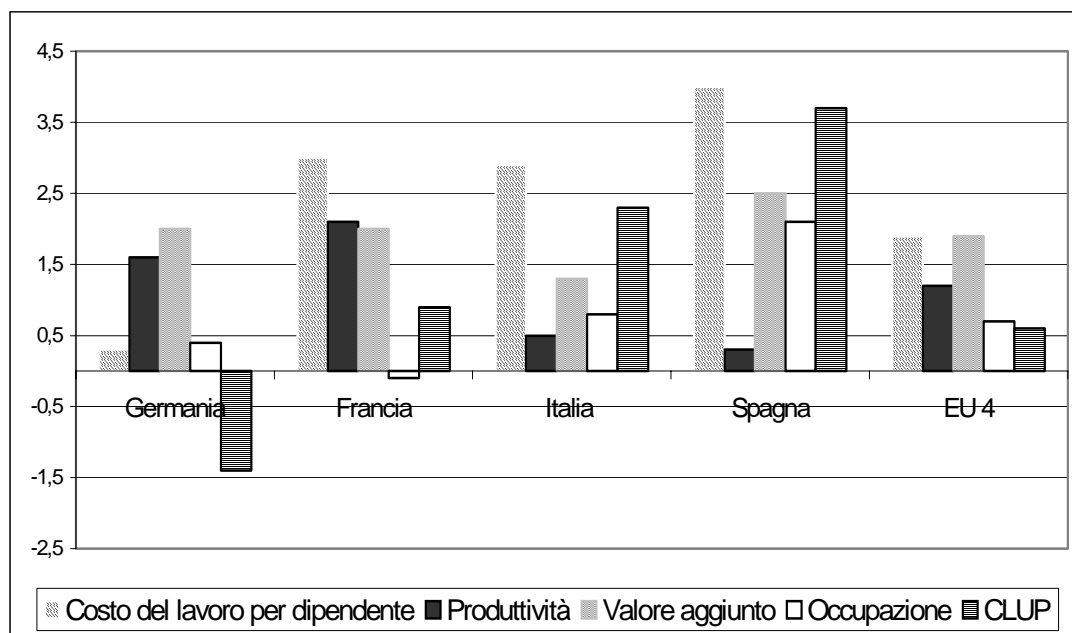
Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT

Figura 1.2.3 - Indice armonizzato dei prezzi al consumo. Variazioni sul mese corrispondente. Anni 2002-2005 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati EUROSTAT

Figura 1.2.4 - Variazione del costo del lavoro per unità di prodotto e delle sue principali componenti. Anno 2004 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Banca d'Italia

1.2.2 La competitività

Nel 2004 la quota del mercato mondiale coperta dalle esportazioni italiane, misurata a prezzi correnti, si è ridotta al 3,8%, dal 4% dell'anno precedente e dal 4,5% nel 1995; un andamento analogo si è registrato per la quota delle esportazioni misurate a prezzi costanti. La crescita delle esportazioni registrata nel corso del 2004 non sembra quindi tenere il passo dell'accelerata espansione del commercio internazionale.

Negli altri tre maggiori Paesi dell'area dell'euro l'andamento delle esportazioni di beni è stato più favorevole: le quote di mercato, misurate a prezzi correnti, della Germania e della Spagna si sono mantenute sui livelli del 1995, quelle della Francia sono lievemente calate (figura 1.2.5).

La scarsa competitività delle esportazioni italiane non è imputabile interamente allo sfavorevole andamento della produttività e all'apprezzamento dell'euro. Le ragioni del declino di competitività appaiono più strutturali.

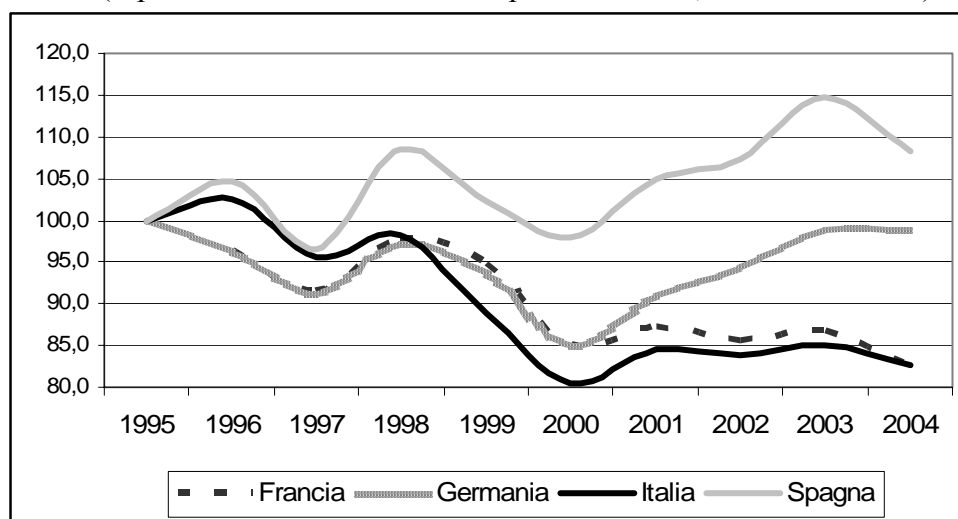
In primo luogo, l'impatto negativo della perdita di competitività di prezzo è stato plausibilmente aggravato dalla scarsa partecipazione dei produttori italiani all'offerta di beni a più elevato contenuto tecnologico, verso cui s'indirizza una quota crescente della domanda internazionale.

In secondo luogo, la frammentazione del tessuto produttivo, caratterizzato da un'incidenza delle piccole imprese nettamente più alta che nelle altre economie industrializzate, frena lo sviluppo della produttività ed espone le imprese al potere di mercato degli intermediari che operano nei settori della distribuzione e dell'assistenza post vendita⁴.

Le scelte strategiche dei grandi gruppi industriali, infine, hanno comportato uno spostamento di risorse dal settore manifatturiero ai settori dei servizi recentemente privatizzati e caratterizzati dalla scarsa esposizione alla concorrenza internazionale.

⁴ L'Italia nell'economia internazionale, ICE, 2005.

Figura 1.2.5 - Quote delle esportazioni dei principali Paesi dell'area euro sul totale del commercio mondiale (esportazioni di beni e servizi a prezzi correnti; indici 1995=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati WTO, Banca d'Italia

1.2.3 Gli sviluppi più recenti

Le previsioni del FMI contenute nell'Economic Outlook dell'aprile 2005 prevedevano per l'economia italiana una crescita del PIL dell'1,2% nel 2005 e del 2,0% nel 2006.

I recenti andamenti dell'economia italiana hanno indotto una revisione al ribasso delle stime del Governo e delle principali istituzioni internazionali.

Le previsioni formulate dall'OCSE nell'Economic Outlook del maggio 2005, evidenziano una riduzione del PIL dello 0,6% nel 2005 e un incremento dell'1,1% nel 2006. La media della zona euro dovrebbe attestarsi all'1,2% quest'anno per poi crescere nel 2006 al 2%.

La lunga fase di stagnazione dell'economia italiana, secondo l'OCSE, dipende dalla scarsa crescita della produttività e dall'esistenza di settori protetti nei confronti della concorrenza internazionale. Il passaggio alla fase di recessione del 2005 dipenderebbe dal combinarsi della perdita di competitività dell'industria nazionale con il calo della domanda interna legato, quest'ultimo, alla minore dinamicità del mercato del lavoro nel corso dell'anno.

La diminuzione del risparmio pubblico e le prospettive di un aumento del debito pubblico (stimato dall'OCSE al 4,4% del PIL nel 2005 e al 5% nel 2006) indurrebbero inoltre una maggiore precauzione nei risparmi privati, contribuendo a rallentare la ripresa dei consumi.

Tabella 1.2.2 - Italia. Previsioni di crescita del PIL. Anni 2005-2009. Variazioni percentuali annue

	2005	2006	2007	2008	2009
FMI	1,2	2,0	-	-	-
OCSE	-0,6	1,1	-	-	-
DPEF 06-09*	0,0	1,5	1,5	1,5	1,6
DPEF 06-09**	0,0	1,5	1,5	1,7	1,8

*scenario tendenziale; ** scenario programmatico.

Fonte: Ministero Economia e Finanze, OCSE, FMI

Il Documento di Programmazione Economica e Finanziaria 2006-2009 (DPEF), presentato dal Governo il 15 luglio 2005, descrive un sentiero di crescita tendenziale, in assenza di provvedimenti strutturali, superiore di quasi mezzo punto percentuale rispetto a quello tracciato dall'OCSE.

Lo scenario tendenziale del DPEF 2006-2009 prevede una fase di stagnazione nel 2005, una crescita del PIL pari all'1,5% tra il 2006 e il 2008 e una crescita dell'1,6% nel 2009. Il calo degli investimenti (soprattutto nel settore delle costruzioni) e dei consumi delle famiglie dovrebbe influire

pesantemente sul calo della domanda finale, mentre il contributo delle esportazioni nette risulterebbe negativo per lo 0,2-0,3%.

In assenza di manovre correttive, il limite del 3% del rapporto deficit/PIL richiesto dal Patto di Stabilità europeo, sarebbe largamente superato: 4,3% nel 2005 e 4,7% nel periodo 2006-2009.

Lo scenario programmatico del Governo, consentirebbe il raggiungimento di tassi di crescita nel biennio 2008-2009 di due decimi di punto più elevati rispetto allo scenario tendenziale precedentemente illustrato. Gli obiettivi programmatici verranno perseguiti attraverso una serie d'interventi volti a rilanciare la crescita, contenuti nella legge finanziaria del prossimo anno⁵.

Gli interventi di politica economica mirano anche a un rientro sotto la soglia critica del rapporto deficit/PIL entro il 2007.

Il quadro delineato nello scenario programmatico prevede l'espansione degli investimenti e dei consumi delle famiglie: tale espansione è subordinata all'attuazione e alla reale efficacia delle riforme economiche e fiscali programmate dal Governo.

⁵ Nel DPEF 2006-2009 si individuano cinque linee di intervento di politica economica (investimenti nelle infrastrutture, liberalizzazione dei mercati e semplificazione burocratica, alleggerimento del carico tributario, tutela del potere d'acquisto delle famiglie, aggiustamento strutturale e dei conti pubblici).

1.3 DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA

1.3.1 Il quadro internazionale

1.3.1.1 Uno sguardo di sintesi

Il quadro energetico internazionale nel 2004 è caratterizzato da una robusta crescita economica in gran parte del mondo. Questa, se non trascina con sé un eguale incremento dei consumi energetici, si traduce comunque in una loro significativa crescita. L'incremento della domanda di materie prime dovuta alla crescita delle attività economiche produce un aumento dei prezzi di praticamente tutte le materie prime, i metalli e materiali industriali. Ciò è particolarmente vero per i mercati energetici, alcuni dei quali, per ragioni in parte contingenti, avevano già registrato forti tensioni nel 2003. I risultati più evidenti di questa situazione si registrano nel significativo incremento dei prezzi del petrolio, ma l'andamento dei prezzi di gas naturale e carbone riflette analoghe tendenze al rialzo. Le problematiche legate alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici permangono, soprattutto per quanto riguarda petrolio e gas, a causa sia del perdurare di conflitti in alcune zone geopoliticamente strategiche (Irak e Medio Oriente in genere, ma anche Nigeria, Sudan) che di eventi catastrofici come gli uragani tropicali nel Golfo del Messico. I problemi legati alla sicurezza delle reti elettriche vengono progressivamente affrontati nei Paesi dell'area OCSE (dove si erano manifestati in maniera vistosa nel 2003 con una serie di *black-out*); diventano invece molto evidenti in regioni come la Cina, dove la costruzione di nuove centrali ed infrastrutture di trasporto, per quanto proceda a ritmi forsennati, non riesce a tenere il passo con la crescita della domanda elettrica. Su tutti questi temi si tornerà più diffusamente nel corso dell'esposizione.

Secondo le statistiche ENERDATA⁶, i consumi mondiali d'energia primaria nel 2004 sono cresciuti del 3,7%, a fronte di una crescita dell'economia mondiale del 5,1%. Questo dato medio è il prodotto di dinamiche differenti fra le varie regioni del mondo (tabella 1.3.1). La crescita dei consumi appare particolarmente sostenuta in Asia orientale (+8,15%), in Asia meridionale (+4%) ed in Medio Oriente (+5,7%), trainata dalla crescita economica in quasi tutta l'area asiatica e soprattutto in Cina, ma è robusta anche in America Latina (+3,2%). La domanda energetica cinese mostra una progressione spettacolare con una crescita del 12,5%: di fatto la voracità energetica (e di materie prime in genere) di questa regione trascina l'attività economica ed i consumi energetici di altre aree del mondo come l'America Latina ed il Medio Oriente, da dove provengono gran parte delle risorse primarie. Dal lato opposto, le aree con minor crescita risultano il Pacifico (+0,9), l'Europa (+1,2%, ma l'incremento è ancora più contenuto per l'Unione Europea dove l'economia ed i consumi energetici rallentano rispetto al 2003) ed il Nord America (+1,6%, in netta ripresa rispetto al 2003). Se una crescita economica molto più lenta in queste aree è in parte responsabile di una dinamica dei consumi più contenuta, l'incremento dei prezzi energetici ha un ruolo tutt'altro che trascurabile.

Il risultato di queste dinamiche è che un Paese come la Cina, col suo 13,7% dei consumi energetici mondiali, ha un peso ormai quasi equivalente all'area UE-25 (15,8%) e si attesta al secondo posto dopo gli Stati Uniti (21% del totale mondiale). Ad esclusione dell'India e del Medio Oriente, che mantengono le rispettive quote, il peso delle altre regioni mondiali diminuisce in termini percentuali.

⁶ ENERDATA: GlobalStat 2004, giugno 2005.

Tabella 1.3.1 - Consumi d'energia primaria per area geografica (Mtep)

	2003 <i>Mtep</i>	2004 <i>Mtep</i>	2004 <i>Quote %</i>	2004/2003 <i>Incrementi %</i>
Europa	1965,4	1989,6	17,90	1,23
<i>UE (15)</i>	1525,8	1537,1	13,83	0,74
<i>UE (25)</i>	1737,3	1752,0	15,76	0,85
<i>CSI*</i>	969,8	991,1	8,91	2,19
<i>Russia</i>	660,6	675,8	6,08	2,30
Nord America	2554,8	2596,8	23,36	1,64
<i>Stati Uniti</i>	2296,4	2333,8	20,99	1,63
America latina	640,1	660,5	5,94	3,18
Asia orientale	2656,5	2873,1	25,84	8,15
<i>Cina</i>	1351,1	1519,8	13,67	12,49
<i>Giappone</i>	513,2	523,5	4,71	2,01
Asia meridionale	664,0	690,7	6,21	4,02
<i>India</i>	557,7	581,8	5,23	4,34
Pacifico	133,4	134,6	1,21	0,86
Medio Oriente	455,0	480,8	4,32	5,66
Africa	536,3	548,2	4,93	2,20
<i>Nord Africa</i>	128,2	132,6	1,19	3,46
<i>Africa sub-sahariana</i>	408,2	415,7	3,74	1,85
Mondo	10721,8	11117,7	100,00	3,69
<i>OCSE</i>	5415,8	5496,3	49,44	1,49
<i>OPEC</i>	748,2	783,4	7,05	4,70
<i>Ex- Unione Sovietica</i>	988,4	1010,6	9,09	2,24

* Comunità di Stati Indipendenti

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

Nel 2004 circa il 35,3% dei consumi mondiali d'energia primaria è rappresentato dal petrolio, il 24,6% è rappresentato dal carbone e il 20,7% dal gas naturale. Il restante 19,4% è costituito da energia elettrica primaria (9% circa, principalmente nucleare e idroelettrica), da biomassa (10,4% circa) e da calore (meno dello 0,1%, di fonte geotermica e solare) (tabella 1.3.2).

In termini relativi la quota del carbone sull'offerta primaria nel 2004 continua la sua crescita, così come cresce la quota dell'elettricità primaria, mentre le quote del petrolio e del gas naturale diminuiscono. Questi andamenti risultano da una crescita dei consumi globali di carbone rispetto al 2003 pari al 5,9% – un tasso ben più elevato rispetto al tasso di crescita dei consumi nel loro complesso – mentre il consumo d'elettricità primaria sale dello 4,4%, in netta ripresa dopo l'annata negativa del 2003. Per contro, l'incremento dei consumi sia di gas naturale che di petrolio globalmente si aggira intorno al 2,6% e rispettivamente al 3,3%.

Anche qui la dinamica dei consumi per fonti è differente regione per regione. La crescita della domanda di carbone rispetto al 2003 è del 12,8% in Asia sud-orientale (trainata da Cina e Giappone) e del 7% in Asia meridionale (dove pesano particolarmente i consumi dell'India): ma è negativa (-0,5%) in Europa e ancor di più nell'UE, in America latina e nel Pacifico. La crescita in Asia appare determinata dallo sviluppo del settore termoelettrico in Cina ed India (entrambi forti produttori di carbone).

La crescita della domanda di gas naturale è stata globalmente inferiore a quella dell'insieme della domanda d'energia, principalmente a causa di una dinamica negativa in Nord America ed in Giappone, dove un incremento dei prezzi ha determinato degli aggiustamenti nei consumi a favore del carbone. La crescita nella domanda di gas ha in realtà registrato punte del 18,5% in Cina, del 7,6% in America latina e del 6,8% 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 in Europa – specie rispetto a quella dell'anno precedente – a causa di prezzi crescenti. Ma l'Europa ed

il Nord America restano i principali utilizzatori di gas naturale, con quote del 20,1% e, rispettivamente, del 26,4%.

Tabella 1.3.2 - Energia primaria: consumo per fonti e aree geografiche. Anno 2004

	Petrolio	Gas	Carbone	Elettricità	Biomassa	Calore	Totale
				Mtep			
Europa	731,6	462,9	372,9	327,0	92,2	3,0	1989,6
<i>UE (15)</i>	598,6	371,3	225,1	271,4	69,7	1,0	1537,1
<i>UE (25)</i>	650,5	413,1	318,4	290,3	78,6	1,1	1752,0
CSI	190,4	520,2	185,1	82,3	13,0		991,1
<i>Russia</i>	134,1	359,0	118,4	53,4	10,8	0,0	675,8
Nord America	1036,1	590,1	588,4	296,6	83,7	1,9	2596,8
<i>Stati Uniti</i>	940,7	511,9	561,5	245,8	71,8	1,9	2333,8
America latina	319,1	147,4	27,0	66,8	100,0	0,1	660,5
Asia orientale	907,4	230,3	1194,3	193,0	347,3	1,0	2873,1
<i>Cina</i>	308,5	34,8	918,7	40,3	217,5		1519,8
<i>Giappone</i>	255,1	63,5	112,6	85,3	6,0	1,0	523,5
Asia meridionale	153,1	55,4	205,8	15,7	260,7		690,7
<i>India</i>	126,3	26,3	202,4	12,0	214,9		581,8
Pacifico	44,5	24,0	49,4	5,7	10,4	0,6	134,6
Medio Oriente	263,7	203,4	9,6	2,2	1,1	0,7	480,8
Africa	123,3	68,0	99,4	10,6	246,9		548,2
<i>Nord Africa</i>	65,3	57,1	5,0	1,4	3,8		132,6
<i>Africa sub-sahariana</i>	58,0	10,9	94,5	9,2	243,1		415,7
Mondo	3922,0	2302,7	2731,2	999,3	1155,1	7,4	11117,7
<i>OCSE</i>	2222,1	1182,9	1143,9	742,6	198,2	6,5	5496,3
<i>OPEC</i>	347,2	276,2	20,9	14,4	124,8	0,0	783,4
<i>Ex Unione Sovietica</i>	195,5	524,6	188,8	86,3	15,4		1010,6
				%			
Europa	36,77	23,26	18,74	16,44	4,64	0,15	100,00
<i>UE (15)</i>	38,95	24,16	14,64	17,66	4,53	0,06	100,00
<i>UE (25)</i>	37,13	23,58	18,17	16,57	4,49	0,06	100,00
CSI	19,21	52,49	18,67	8,31	1,31	0,00	100,00
<i>Russia</i>	19,85	53,13	17,53	7,91	1,59	0,00	100,00
Nord America	39,90	22,72	22,66	11,42	3,22	0,07	100,00
<i>Stati Uniti</i>	40,31	21,94	24,06	10,53	3,08	0,08	100,00
America latina	48,32	22,32	4,09	10,12	15,14	0,02	100,00
Asia orientale	31,58	8,01	41,57	6,72	12,09	0,03	100,00
<i>Cina</i>	20,30	2,29	60,45	2,65	14,31	0,00	100,00
<i>Giappone</i>	48,73	12,13	21,52	16,30	1,15	0,18	100,00
Asia meridionale	22,17	8,02	29,80	2,28	37,74	0,00	100,00
<i>India</i>	21,70	4,51	34,78	2,07	36,93	0,00	100,00
Pacifico	33,08	17,86	36,70	4,23	7,71	0,42	100,00
Medio Oriente	54,86	42,31	1,99	0,46	0,24	0,15	100,00
Africa	22,49	12,40	18,12	1,94	45,05	0,00	100,00
<i>Nord Africa</i>	49,26	43,04	3,79	1,04	2,88	0,00	100,00
<i>Africa sub-sahariana</i>	13,95	2,63	22,74	2,22	58,46	0,00	100,00
Mondo	35,28	20,71	24,57	8,99	10,39	0,07	100,00
<i>OCSE</i>	40,43	21,52	20,81	13,51	3,61	0,12	100,00
<i>OPEC</i>	44,32	35,26	2,66	1,83	15,93	0,00	100,00
<i>Ex Unione Sovietica</i>	19,34	51,91	18,68	8,54	1,53	0,00	100,00

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

La domanda globale di petrolio e dei suoi prodotti derivati è stata trainata dall'espansione dei consumi in Cina (+15,6%), 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 dell'anno. Per il resto, la domanda di petrolio ha continuato a crescere in tutta l'Asia, nella CSI ed in Medio Oriente, mentre è diminuita in Europa e Giappone, a causa della forte dipendenza di queste aree dalle esportazioni.

Il **Nord America**, che copre il 23,4% dei consumi mondiali d'energia primaria, nel 2004 ha fatto registrare un incremento dell'1,6% rispetto al 2003. La crescita della domanda d'energia di quest'area nel 2004 è stata prevalentemente dovuta agli Stati Uniti. Il petrolio continua a coprire il 39,9% del fabbisogno energetico dell'area, valore superiore a quello registrato nel 2003. Il gas scende leggermente al 22,7% della domanda primaria, il carbone scende al 22,7%, l'energia elettrica primaria sale marginalmente, all'11,4% e così pure la biomassa, al 3,2%.

I consumi d'energia primaria dei Paesi dell'**America latina** sono pari al 5,9% del totale mondiale. La composizione dei consumi per fonti evidenzia il ruolo dominante ma in leggera diminuzione svolto dal petrolio (48,3% del totale), seguito dal gas (22,3%) che cresce di peso, e dalla biomassa (15,1). L'energia elettrica (10,1%), prevalentemente costituita da idroelettrico, dà un forte contributo alla copertura dei fabbisogni. Risulta marginale e decrescente il ruolo svolto dal carbone (4,1%). Nel corso del 2004 i consumi di energia primaria sono cresciuti del 3,2% rispetto all'anno precedente, tasso leggermente superiore a quello medio dell'ultimo decennio (3%) che rispecchia la ripresa delle economie del continente dopo la crisi del 2002.

Il 17,9% della domanda mondiale nel 2004 è coperto dall'**Europa occidentale**, in cui particolare rilevanza hanno i 25 Paesi dell'Unione Europea.

La domanda d'energia primaria dei Paesi dell'Europa occidentale è costituita per il 36,8% da petrolio, la cui domanda è ancora in crescita, per quanto oramai piuttosto lenta. Un altro 23,3% della domanda è soddisfatto dal gas naturale, che aumenta ancora. Il 18,7% circa è soddisfatto dal carbone, i cui consumi sono lievemente diminuiti nel corso dell'anno, mentre l'energia elettrica (principalmente nucleare e idraulica) rappresenta il 16,4% e le biomasse contribuiscono per un ulteriore 4,6% alla copertura dei consumi totali.

Per quanto riguarda i 25 Paesi dell'**Unione Europea**, essi rappresentano nel 2004 il 15,8% della domanda totale mondiale d'energia. La composizione per fonti mette in luce la grande importanza nella copertura del fabbisogno energetico rivestita da petrolio (37,1%), gas naturale (23,6%) e carbone (18,2%). La parte restante del fabbisogno è coperta per mezzo degli apporti dell'energia elettrica primaria (nucleare e idroelettrica 16,6%) e delle biomasse (4,5%). Nel corso del 2004, i 25 Paesi dell'Unione Europea hanno visto crescere la propria domanda d'energia primaria di appena lo 0,85% rispetto all'anno precedente, a seguito dell'aumento dei prezzi dell'energia e nonostante una crescita relativamente sostenuta delle economie dell'area. I fattori climatici hanno anch'essi contribuito ad una crescita contenuta dei consumi.

I Paesi dell'**ex Unione Sovietica** (9,1% della domanda energetica mondiale), già in ripresa nel 2002, vedono i loro consumi d'energia primaria crescere del 2,4% nel 2004, un po' al di sotto dell'incremento registrato l'anno precedente. Le abbondanti risorse di gas naturale dell'area fanno sì che i consumi di gas naturale possano coprire il 51,9% dei consumi totali. Per quanto riguarda il petrolio, le cospicue disponibilità interne continuano ad alimentare soprattutto l'esportazione, mentre gli usi di tale risorsa interni alla regione, per quanto in crescita, rappresentano solo il 19,3%. Il carbone, con una quota del 18,6%, costituisce anch'esso una parte considerevole del fabbisogno complessivo. L'apporto della produzione d'elettricità primaria (8,5%) aumenta leggermente, mentre la quota delle biomasse resta ferma all'1,5% del fabbisogno. All'interno di questo gruppo di Paesi la Russia rappresenta circa i 2/3 dei consumi.

Il **Medio Oriente** contribuisce per il 4,3% al consumo mondiale d'energia primaria. L'abbondanza di idrocarburi nell'area determina una copertura del fabbisogno quasi esclusivamente con tali fonti fossili (99%). Il petrolio soddisfa il 54,7% della domanda d'energia primaria ma riduce lievemente il suo peso rispetto all'anno precedente, compensato in parte dal gas che aumenta al 42,3%. Il carbone mantiene una quota marginale del 2%, mentre la quota della produzione elettrica primaria resta attorno allo 0,5%. Biomasse ad altre fonti primarie di calore rappresentano un altro 0,4%. L'incremento dei consumi primari verificatosi nel 2004 (+5,7%) è significativamente superiore a quello registrato nel 2003.

L'**Africa** rappresenta una quota dei consumi mondiali d'energia primaria del 4,9%, quota lievemente inferiore rispetto a quella del 2003 giacché la crescita dei suoi consumi nel 2004 (2,2%) è stata appena inferiore a quella dei consumi globali. L'incremento dei prezzi energetici, che pure ha favorito alcuni Paesi produttori d'idrocarburi (Algeria, Libia, Nigeria, Angola) e di carbone (Sudafrica), ha penalizzato gli altri Paesi della regione più poveri di risorse, frenandone la crescita economica. La domanda del continente è coperta per il 22,5% dal petrolio e per il 18,1% dal carbone. Di rilievo è anche il consumo di gas naturale (12,4%). Ma la fonte energetica principale ed indiscussa resta la biomassa (45%). Il mix energetico della regione è integrato da un po' d'energia idroelettrica e nucleare (2%).

I **Paesi dell'Asia orientale** coprono una quota dei consumi mondiali d'energia primaria nel 2004 del 25,8%. Se a questi si sommano i consumi dell'**Asia meridionale** (un altro un 6,2%) si raggiunge il 32% dei consumi mondiali. L'incremento dei consumi energetici per l'insieme di queste due aree nel 2004 è stato del 10,3% rispetto all'anno precedente, superiore al tasso di crescita (già molto elevato) del complesso delle economie dell'area (circa l'8%). Il 71,7% dell'energia primaria consumata nell'area è assorbita da Cina, India e Giappone. Tuttavia, mentre la crescita dei consumi giapponesi è stata relativamente sostenuta (per un Paese industrializzato), e quella dell'India ha registrato un robusto +4,3%, la crescita dei consumi cinesi ha raggiunto livelli che hanno pochi precedenti storici: il 12,5%, dopo in incremento che era già stato del 10,5% l'anno prima.

La fonte largamente più importante è il carbone (38,2%), utilizzato prevalentemente nella generazione elettrica, ma in molti Paesi anche nell'industria e nel settore residenziale. Il petrolio copre il 28,9% del fabbisogno complessivo, mentre una quota relativamente bassa dei consumi primari dipende dal gas naturale (7,8%). L'apporto dell'energia elettrica primaria (nonostante un output in forte crescita) è rimasto quasi invariato al 5,7%, mentre il contributo delle biomasse è diminuito al 16,6% rispetto al 18,1% dell'anno precedente.

I **Paesi dell'area del Pacifico** (Australia e Oceania) rappresentano l'1,2% dei consumi mondiali nel 2004, vale a dire una quota piccola e decrescente nonostante includano un Paese come l'Australia. Nell'insieme i consumi dell'area sono cresciuti di appena lo 0,9%. Quest'area dipende dal carbone per il 36,7% del proprio fabbisogno energetico, dal petrolio per il 33%, dal gas per il 17,9%. Le biomasse contribuiscono per un altro 7,7% e l'elettricità primaria ancora per un 4,2%.

Per la prima volta nella storia dell'OCSE, nel 2004 i Paesi di tale area scendono sotto il 50% dei consumi energetici globali, al 49,5%. La crescita dei consumi energetici per il futuro avverrà principalmente nei Paesi meno industrializzati, o quantomeno fra quelli non attualmente inseriti in tale prestigioso *club*.

L'intensità energetica, ovvero l'energia necessaria all'unità di prodotto lordo (misurato in dollari a prezzi costanti del 1995), è diminuita a livello mondiale rispetto al 2003. In pratica essa diminuisce dappertutto tranne in Asia sud-orientale ed in Medio Oriente (tabella 1.3.3).

In Asia i consumi energetici crescono più rapidamente del PIL (misurato a tassi di cambio di mercato) 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 Novanta.

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 1.3.3 - Intensità energetica per area geografica (tep/1000\$95ppa)

	2002	2003	2004
Europa	0,182	0,184	0,182
<i>UE (15)</i>	0,171	0,173	0,170
<i>UE (25)</i>	0,178	0,180	0,177
CSI	0,625	0,602	0,569
Nord America	0,252	0,247	0,240
America latina	0,188	0,190	0,187
Asia orientale	0,222	0,222	0,226
Asia meridionale	0,214	0,205	0,199
Pacifico	0,225	0,218	0,212
Medio Oriente	0,445	0,439	0,442
Africa	0,329	0,325	0,319
Mondo	0,243	0,241	0,238
<i>OCSE</i>	0,210	0,209	0,204
<i>OPEC</i>	0,424	0,417	0,415
<i>Ex Unione Sovietica</i>	0,610	0,589	0,557

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP, ENERDATA S.A.

1.3.1.2 Petrolio

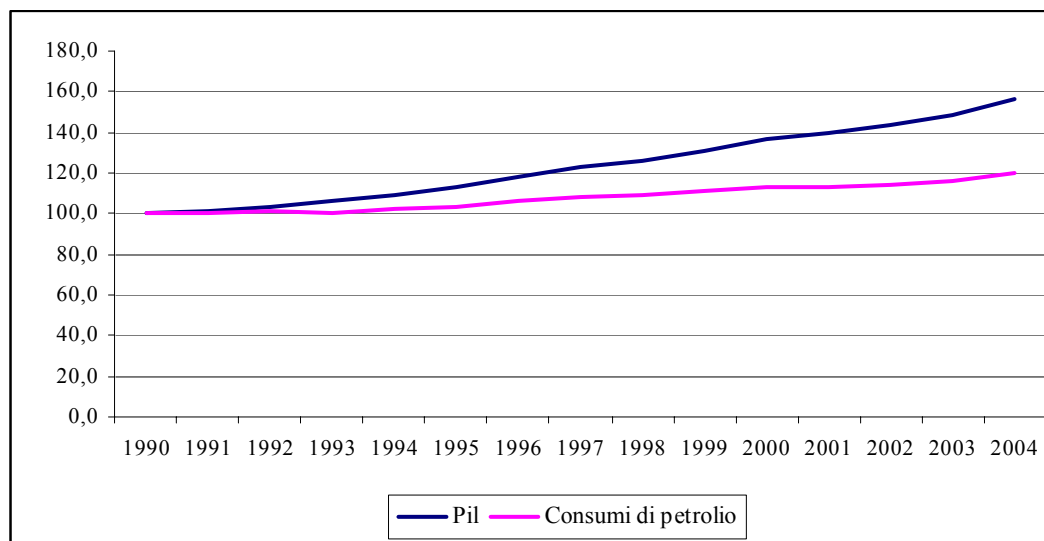
Nonostante una lieve diminuzione nella sua quota sui **consumi** primari d'energia (passata dal 35,4% nel 2003 al 35,3% nel 2004), il petrolio resta la fonte energetica più utilizzata a livello mondiale. Nel 2004 la domanda mondiale di petrolio è cresciuta del 3,3% rispetto all'anno precedente. La figura 1.3.1 mostra chiaramente il processo di disaccoppiamento fra la crescita dei consumi di petrolio e la crescita del PIL mondiale, che si traduce in una progressiva riduzione dell'intensità petrolifera del PIL. L'analisi dei consumi per aree geografiche evidenzia però andamenti diversificati (tabella 1.3.4).

Il Nord America nel 2004 assorbe il 26,4% della domanda mondiale. La domanda di petrolio in quest'area è cresciuta del 2,9% rispetto al 2003, trainata da una robusta crescita economica e da vari fattori strutturali: su tale domanda poco ha influito l'aumento dei prezzi del petrolio.

La domanda è salita più rapidamente in Canada che negli Stati Uniti, ma l'impatto di quest'ultimo Paese sui consumi globali è ben maggiore. Data la struttura degli agglomerati urbani in tali Paesi, la maggioranza dei consumi di petrolio della regione è assorbita dal settore trasporti.

I consumi di petrolio dell'America latina assorbono l'8,1% della domanda globale di petrolio. Tali consumi tuttavia rappresentano il 48,3% della domanda d'energia dei Paesi della regione. Nel corso del 2004 in quest'area si è verificato un aumento dei consumi del 2,7%.

Figura 1.3.1 - Economia mondiale: PIL e consumi di petrolio. Numeri indice 1990=100



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Tabella 1.3.4 - Consumi di petrolio per area geografica (milioni di tep)

	2002	2003	2004	Quota % 2004	Incremento % 2004/2003
Europa	725,81	728,4	731,6	18,65	0,43
UE (15)	597,71	599,4	598,6	15,26	-0,14
UE (25)	646,68	649,7	650,5	16,59	0,12
CSI	181,55	183,7	190,4	4,86	3,64
Russia	128,39	129,7	134,1	3,42	3,45
Nord America	986,61	1006,6	1036,1	26,42	2,93
Stati Uniti	900,48	915,3	940,7	23,99	2,78
America latina	312,48	310,7	319,1	8,14	2,72
Asia orientale	823,09	859,4	907,4	23,14	5,58
Cina	240,21	266,8	308,5	7,86	15,60
Giappone	257,03	260,5	255,1	6,50	-2,08
Asia meridionale	145,14	146,8	153,1	3,90	4,31
India	118,26	120,6	126,3	3,22	4,70
Pacifico	42,75	43,9	44,5	1,13	1,48
Medio Oriente	242,70	251,2	263,7	6,72	4,99
Africa	117,52	120,7	123,3	3,14	2,16
Nord Africa	63,07	64,0	65,3	1,67	2,11
Africa sub-sahariana	54,45	56,7	58,0	1,48	2,31
Mondo	3722,58	3797,8	3922,0	100,00	3,27
OCSE	2168,39	2196,8	2222,1	56,66	1,15
OPEC	320,40	329,6	347,2	8,85	5,35
Ex Unione Sovietica	186,19	188,3	195,5	4,98	3,84

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

I Paesi dell'Europa assorbono una quota dei consumi mondiali del 18,7%. In questi Paesi il petrolio rappresenta il 36,8% della domanda energetica totale. Nel corso del 2004 i consumi hanno avuto un incremento molto moderato dello 0,4%. Tra i prodotti petroliferi si registra il crescente utilizzo di gasolio per motori diesel e la contestuale riduzione dei consumi di benzina. Il peso dei 25 Paesi dell'Unione Europea sui consumi globali di petrolio è del 16,6%. Tali consumi sono cresciuti di appena lo 0,1% nel 2004 (inferiore alla crescita della domanda energetica dell'area nello stesso periodo): pertanto il petrolio rappresenta una quota decrescente della domanda energetica regionale (il 37,1%).

I Paesi dell'ex Unione Sovietica rappresentano una quota della domanda mondiale di petrolio del 5%, ma i loro consumi di questa fonte hanno avuto nel 2004 un incremento del 3,8%, a seguito di una robusta crescita economica. L'incremento dei consumi è stato sostenuto anche in Russia. Il petrolio in quest'area rappresenta solo il 19,3% del fabbisogno energetico totale, dovuto all'ancora limitato peso dei consumi per trasporti privati, ma tale peso è chiaramente in crescita.

In Medio Oriente il petrolio copre il 54,9% del fabbisogno d'energia della regione. La domanda di quest'area costituisce il 6,7% della domanda mondiale di petrolio. L'incremento del 5% della domanda petrolifera dell'area nel 2004 è il risultato della forte crescita economica: trattandosi di un'importantissima area di produzione petrolifera, infatti, gli alti prezzi raggiunti dal greggio si sono tradotti in incrementi dei redditi dell'area ed in maggiori consumi (sia industriali che delle famiglie).

I Paesi africani, che nel 2004 coprono con il petrolio il 22,5% dei loro fabbisogni energetici complessivi, rappresentano appena il 3,1% dei consumi globali di petrolio. L'incremento dei loro consumi di questa fonte è stato del 2,2% rispetto al 2003. Tale crescita avrebbe potuto essere più elevata se non fosse stato per l'aumento dei prezzi del petrolio: l'economia dell'area è, infatti, cresciuta a ritmi più rapidi che in passato. Mentre, infatti, alcuni Paesi di quel continente sono esportatori di petrolio, la maggioranza di essi è povera di questa risorsa. Gran parte dell'incremento proviene dal settore Trasporti, mentre il consumo nel settore Residenziale, in quello Industriale e nella generazione elettrica rimane sostanzialmente basso per la disponibilità di fonti alternative al petrolio in alcune delle più importanti economie del continente (gas in Algeria ed Egitto, carbone ed energia nucleare in Sud Africa).

Nel 2004 l'Asia assorbe ormai il 27% della domanda globale di petrolio, superando il Nord America. Il petrolio rappresenta il 29,7% dei fabbisogni energetici dell'area. La rapida crescita economica registratasi nel 2004 (soprattutto in Cina ed in alcune altre economie del Sud-Est) ha dato un forte impulso alla domanda di prodotti petroliferi, il cui consumo è aumentato del 5,4% rispetto al 2003. Tale valore, tuttavia, media fra l'incremento del 15,6% verificatosi in Cina, quello del 4,7% registrato in India e la riduzione del 2,1% nei consumi del Giappone. Già dal 2003 la Cina ha superato il Giappone per quanto riguarda i consumi di petrolio. Ma mentre la Cina produce una parte del petrolio che consuma, il Giappone dipende interamente dalle importazioni: gli incrementi di prezzo del greggio si sono dunque immediatamente tradotti in una riduzione dei consumi, nonostante la congiuntura economica relativamente favorevole anche in quest'ultimo Paese. Occorre, inoltre, aggiungere che in Cina vige un sistema di prezzi controllati al dettaglio per i prodotti petroliferi, sistema che, spesso, fa sì che i prezzi interni siano 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 di autoveicoli e la crescita di consumi dal settore trasporti si sono tradotti nel fantastico incremento della domanda petrolifera cinese. Analoghe situazioni si sono verificate in altri Paesi asiatici, ma con crescite dei consumi meno marcate.

Le economie dell'area del Pacifico rappresentano nel 2004 appena l'1,1% dei consumi mondiali di petrolio. Questa fonte copre attualmente il 33% della domanda energetica dell'area. La crescita della domanda di petrolio è stata di un modesto 1,5% nell'anno.

La **produzione** mondiale di petrolio nel 2004, a fronte di un aumento della domanda del 3,3%, è cresciuta del 4,4% rispetto al 2003, passando da 3.808,5 milioni di tep (76,8 Mb/g) a 3.974,2 milioni di tep (76,8 Mb/g) (tabella 1.3.5). L'incremento ha interessato principalmente i Paesi OPEC che hanno aumentato la produzione di 119 Mtep in valore assoluto (+7,9%), ma anche i Paesi dell'ex-Unione Sovietica che hanno aumentato l'output di 48,7 Mtep (+9,4%). Per contro, la produzione degli altri Paesi non-OPEC è diminuita complessivamente dello 0,1%.

All'interno dell'OPEC, tuttavia, il protrarsi del conflitto guerra in Irak ha determinato difficoltà di rientro sul mercato per parte dell'output irakeno, che continua ad essere inferiore ai livelli del 2002, ed è in parte compensato da un aumento della produzione d'Arabia Saudita, Kuwait, Iran ed Emirati Arabi Uniti. Invece in Venezuela la produzione è rapidamente tornata sopra i livelli del 2002 dopo il blocco parziale della produzione verificatosi nel 2003: di fatto questo Paese ha contribuito per un quinto all'aumento della produzione complessiva dell'OPEC nel 2004. Fuori dall'OPEC, una quota consistente della domanda di petrolio è stata soddisfatta dalla Federazione Russa (11,9%), ormai al secondo posto nella graduatoria mondiale dei produttori, dietro l'Arabia Saudita (13,1% del totale).

La produzione è chiaramente in declino in Europa; nel Pacifico e nel Nord America si è ulteriormente ridotta, mentre cresce in alcune aree dell'Africa (Algeria, Libia, Nigeria, Angola, Sudan) e dell'Asia (+1,2%). Negli Stati Uniti la produzione ha continuato la flessione rispetto al picco raggiunto a metà degli anni Ottanta, con un'ulteriore riduzione del 2% rispetto al 2003. Per quanto riguarda l'America latina, la produzione cresce, oltre che in Venezuela, in Ecuador e Messico, mentre declina altrove.

Tabella 1.3.5 - Produzione di petrolio e gas naturale liquefatto per area geografica (milioni di tep)

	2002	2003	2004	Quota % 2004	Incremento % 2004/2003
Europa	331,4	312,0	303,1	7,6	-2,9
<i>UE (15)</i>	155,7	144,6	135,8	3,4	-6,1
<i>UE (25)</i>	159,5	148,6	140,3	3,5	-5,6
CSI	466,7	515,5	564,3	14,2	9,5
<i>Russia</i>	379,1	423,4	461,1	11,6	8,9
Nord America	495,4	498,7	497,2	12,5	-0,3
<i>Stati Uniti</i>	359,1	354,3	347,2	8,7	-2,0
America latina	555,0	552,4	572,7	14,4	3,7
Asia orientale	309,0	311,5	314,9	7,9	1,1
<i>Cina</i>	167,2	169,6	174,5	4,4	2,9
<i>Giappone</i>	2,4	2,6	2,7	0,1	1,7
Asia meridionale	41,6	42,0	42,8	1,1	1,8
<i>India</i>	38,2	38,5	39,2	1,0	1,8
Pacifico	37,6	32,0	27,7	0,7	-13,6
Medio Oriente	1046,2	1131,2	1212,3	30,5	7,2
Africa	382,7	413,1	439,3	11,1	6,4
<i>Nord Africa</i>	177,5	190,1	197,9	5,0	4,1
<i>Africa sub-sahariana</i>	205,3	223,0	245,1	6,2	9,9
Mondo	3665,7	3808,5	3974,2	100,0	4,4
<i>OCSE</i>	1035,1	1027,6	1014,9	25,5	-1,2
<i>OPEC</i>	1419,0	1511,5	1630,5	41,0	7,9
<i>Ex Unione Sovietica</i>	467,5	516,2	564,9	14,2	9,4

* Include GNL, non comprende combustibili liquidi da carbone e derivati

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

La ripartizione geografica della produzione vede il Medio Oriente crescere al 30,5% della produzione globale, l'America Latina al 14,4%, la CSI crescere al 14,2%, l'Africa e l'Asia salire rispettivamente all'11,1% e al 9%, il Nord America e l'Europa declinare rispettivamente al 12,5% e al 7,6%.

Per quanto riguarda le **scorte** di greggio e prodotti petroliferi controllate dall'industria petrolifera nell'area OCSE, sono passate tra fine dicembre 2003 e fine dicembre 2004 da 2.521 milioni di barili a 2.577 milioni di barili ⁷ (IEA, Parigi). A queste quantità occorre aggiungere le scorte detenute e/o controllate dai governi OCSE, passate nello stesso periodo da 1.407 a 1.438 milioni di barili. Complessivamente gli *stock* in termini di giorni di consumo previsto sono saliti da 78 a 80 nello stesso periodo. Le diverse aree geografiche hanno comunque reagito diversamente. In Nord America, le scorte in termini di giorni di consumo sono aumentate da 72 a 74 nello stesso periodo a fronte di una diminuzione da 82 a 81 giorni per i Paesi europei dell'area OCSE e di una diminuzione da 89 a 88 giorni per i Paesi OCSE del Pacifico. Occorre anche dire che negli ultimi 3 anni i livelli medi delle scorte dell'industria hanno mostrato una pericolosa tendenza a ridursi, in parte compensate da quelle controllate dai governi.

Durante i primi 7 mesi del 2005 le scorte dell'industria nell'area OCSE sono risalite di circa 100 milioni di barili e quelle dei governi di circa 30 milioni di barili fino a luglio, seguendo movimenti stagionali. Occorre segnalare che dal marzo 2005 le scorte di benzine in tutta l'area OCSE sono rimaste su livelli piuttosto bassi rispetto alle medie stagionali degli ultimi cinque anni.

Il **prezzo** internazionale del petrolio nel 2003 e nei primi quattro mesi del 2004 ha seguito l'andamento illustrato dalla figura 1.1.3 e brevemente discusso nella sezione 1.1.1. Più di recente il prezzo del marker West Texas Intermediate ha superato per un breve periodo, dopo l'uragano Katrina, i 70 \$/bl. Tale progressione 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 sensibilmente 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, essi si stanno aggiustando all'indebolimento di questa moneta. Per quanto riguarda l'area dell'euro, le sue economie sono state in parte schermate rispetto all'impatto degli alti prezzi del greggio dal rafforzamento dell'euro nei confronti del dollaro durante il 2004. Un'altra ragione per il finora 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 crescita delle quotazioni del petrolio hanno influito principalmente:

- la forte domanda che proviene dalle economie più dinamiche, la quale ha creato le condizioni per un "mercato del produttore";
- il restringimento dei margini di capacità produttiva inutilizzata dei Paesi dell'OPEC: nel periodo in cui i prezzi del petrolio si sono mantenuti su livelli estremamente bassi essi (così come i produttori non-OPEC) hanno infatti avuto scarso incentivo ad accrescere la capacità produttiva che, in ogni caso, per diventare disponibile richiede 4-5 anni a partire dalla decisione d'investimento.

Su questi fattori si è innestata la volontà dei Paesi produttori dell'OPEC di controllare l'offerta e compensare con prezzi più alti la perdita di potere d'acquisto dovuta all'indebolimento del dollaro. In prospettiva, la crescente concentrazione delle riserve restanti in pochi Paesi nella

⁷ IEA – *Oil Market Report*, febbraio 2005, Parigi.

regione mediorientale gioca a favore di un loro maggiore potere di mercato. 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, ma anche quelli di aree del mondo come la Cina; in generale tutte le raffinerie del mondo stanno al momento lavorando “a flusso teso” e mantenendo dei bassi livelli di scorte di prodotti. Ciò spiega per quale ragione l’interruzione temporanea delle lavorazioni in alcune raffinerie del Golfo del Messico a seguito del succedersi d’uragani nell’estate 2005 ha causato gli incrementi di prezzo menzionati in precedenza;
- 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 2004-2005 è stata amplificata da movimenti speculativi particolarmente reattivi rispetto a fattori contingenti, inclusi quelli meteorologici⁸. Per calmare i mercati all’indomani dell’abbattersi dell’uragano Katrina sulla Louisiana, l’Agenzia Internazionale per l’Energia, con il consenso dei Paesi membri, ha eccezionalmente acconsentito a rendere disponibile sul mercato parte delle scorte d’emergenza di greggio e prodotti, nella misura di 2 milioni di barili giorno (2 mb/d) di petrolio per un periodo iniziale di 30 giorni.

Sulla base di questi fattori molti analisti prevedono un prezzo sopra ai 60 dollari per buona parte del 2006. Tali previsioni portano a ribassare le proiezioni di crescita economica mondiale, soprattutto nelle aree più dipendenti dalle importazioni di greggio.

Per quanto riguarda gli elementi di più lungo periodo, essi hanno segno differente. Da un lato, pur trattandosi di risorse comunque 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. Ciò resta vero anche scontando i dubbi sorti sull’attendibilità dei dati pubblicati sulle riserve d’alcune compagnie petrolifere (vedi Shell) e di alcuni Paesi produttori. 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 i pronostici su quando ciò avverrà variano dal prossimo anno fino al 2035 e oltre. Per il futuro è chiaro che un contributo crescente al soddisfacimento della domanda verrà dal petrolio “non convenzionale”, già considerato competitivo da molti analisti ai prezzi attuali, ma è anche vero che tale petrolio ha costi d’estrazione più elevati di quello in produzione nei giacimenti convenzionali.

Quello che è più dubbio in questo momento, è la materiale accessibilità di molte di queste risorse a causa di problemi di natura geopolitica. Oltre il 56% delle riserve accertate è concentrato in Medio Oriente (tabella 1.3.6), un’area del mondo che al momento è teatro di gravi conflitti, ed è in mano a compagnie petrolifere nazionali che possono fare un uso “politico” delle risorse (come è già accaduto in passato). Nel lungo termine tutti i Paesi consumatori di petrolio vedranno accrescersi la propria dipendenza da quelle aree. In alcuni di questi Paesi mediorientali (tutti membri dell’OPEC) esiste una carenza cronica d’investimenti nel settore petrolifero. Per di più in altri, come l’Iraq, le infrastrutture produttive sono state seriamente danneggiate dalle guerre succedutesi nell’area negli ultimi 25 anni. Gli investimenti necessari per sfruttare al meglio le risorse petrolifere e per ampliare la capacità produttiva e di trasporto in modo sincronizzato con la crescita della domanda sono ingenti, ma in situazioni di conflitto come quelle in corso il rischio è tale da scoraggiare gli investitori. Questo discorso vale anche per gli investimenti in varie altre aree del mondo, soprattutto in Africa ed in Asia centrale.

⁸ Nell’arco del 2004, un altro fattore nella volatilità dei prezzi è stato la riduzione delle forniture (soprattutto di quelle verso la Cina) del colosso petrolifero russo, la Yukos, in gravi difficoltà giuridico-finanziarie a causa di uno scontro fra l’impresa stessa e il governo russo.

Tabella 1.3.6 - Consistenza delle riserve provate di petrolio al 1 gennaio 2005. Primi 15 Paesi

	Miliardi di barili	Quota (%)	Riserve/Produzione
Arabia Saudita	261,9	20,3	67,8
Canada	180,6	14,0	più di 100 anni
Iran	125,8	9,8	88,7
Iraq	115,0	8,9	più di 100 anni
Kuwait	101,5	7,9	più di 100 anni
Emirati Arabi	97,8	7,6	più di 100 anni
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	1183,6	91,9	
Totale Mondo	1287,3	100,0	43,9

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA e BP

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 nel corso del 2004. Se le installazioni petrolifere dell'Arabia Saudita venissero sistematicamente danneggiate da attacchi terroristici come quelli che hanno avuto luogo nell'agosto 2004, la stabilità dell'intero sistema energetico mondiale verrebbe seriamente minacciata.

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 \$/bl per un periodo di tempo sufficientemente lungo, questi finirebbero per 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.

In conclusione, dunque, ci sono ottime ragioni per usare il petrolio in maniera più prudente ed efficiente che in passato.

1.3.1.3 Gas naturale

Il gas naturale nel 2004 soddisfaceva il 20,7% della domanda energetica mondiale (tabella 1.3.2), con una quota inferiore a quella del carbone. La quota del gas sul totale della domanda mondiale è leggermente diminuita rispetto all'anno precedente a vantaggio del carbone che in alcune aree del mondo e per varie ragioni è risultato più competitivo. Da una decina d'anni la domanda di gas mostra una tendenza sempre più accentuata al disaccoppiamento rispetto al *trend* del PIL (figura 1.3.2).

Dei 2.302 Mtep consumati globalmente (tabella 1.3.7) il Nord America ha assorbito il 25,6%, i Paesi dell'ex Unione Sovietica il 22,8%, l'Europa il 20,1% (che scendono al 17,9% per i Paesi

UE) e i Paesi asiatici il 12,4%. Il restante 19,1% è stato consumato da America latina (6,4%), Medio Oriente (8,8%) Africa (2,9%) e Pacifico (1%).

Nel corso del 2004 i consumi mondiali di gas sono cresciuti del 2,6% rispetto all'anno precedente, ad un tasso che, seppure coerente con quelli storici per l'ultimo decennio, risulta più basso del tasso di crescita dei consumi energetici globali.

Su tale rallentamento hanno avuto un certo peso le vicende del mercato del gas nel Nord America, dove nel 2004 i consumi sono calati dello 0,5% (dello 0,5% nei soli Stati Uniti). Tale situazione si deve in parte ad una ripresa di livelli più normali dell'output elettrico da nucleare, che era significativamente diminuito nel 2003 per ragioni contingenti, e in parte a causa del raggiungimento dei limiti nella capacità d'offerta del gas sul versante interno. Una domanda di gas tendenzialmente elevata (che peraltro si rivolge in crescente misura verso le importazioni del più costoso gas in forma liquida, il GNL, nelle quali si registra una crescita del 29% nel 2004) ha continuato a causare tensioni sui prezzi del gas, 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'altra area dove il consumo di gas si è ridotto rispetto al 2003 (-5,9%). Anche qui nel 2003 si era assistito ad un incremento dell'uso di questa fonte per supplire alla temporanea diminuzione della produzione elettronucleare (a causa di fermate sia previste che accidentali delle centrali). La riduzione dei consumi di gas nel 2004 dunque rappresenta un ritorno alla normalità.

I consumi di gas infine, scendono leggermente anche nell'Africa sub-sahariana.

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, cioè in America latina (7,6%), in Asia (4,4%) ed in Nord Africa. L'aumento è stato gigantesco (+18,5%) in Cina e abbastanza sostenuto anche in India (+6,8%). In Europa occidentale, dove il gas rimane il combustibile più usato dopo il petrolio, l'aumento è stato del 3,1%. Infine la domanda di gas è cresciuta significativamente in Medio Oriente (6,82), dove già questo combustibile copre intorno 42% dei fabbisogni d'energia.

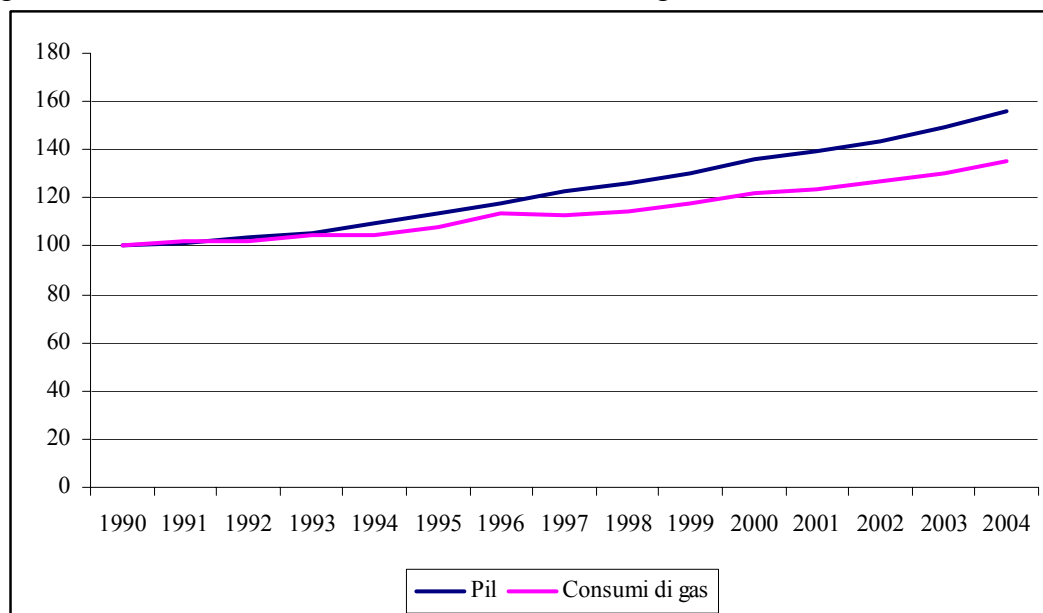
Tabella 1.3.7 - Consumi di gas naturale per area geografica (Mtep)

	2002	2003	2004	Quota % 2004	Incremento % 2004/2003
Europa	425,63	448,8	462,9	20,10	3,14
<i>UE (15)</i>	<i>346,39</i>	<i>360,8</i>	<i>371,3</i>	<i>16,13</i>	<i>2,91</i>
<i>UE (25)</i>	<i>385,67</i>	<i>402,2</i>	<i>413,1</i>	<i>17,94</i>	<i>2,71</i>
CSI	492,42	511,8	520,2	22,59	1,64
<i>Russia</i>	<i>343,33</i>	<i>352,6</i>	<i>359,0</i>	<i>15,59</i>	<i>1,83</i>
Nord America	606,62	593,1	590,1	25,62	-0,51
<i>Stati Uniti</i>	<i>533,75</i>	<i>514,5</i>	<i>511,9</i>	<i>22,23</i>	<i>-0,50</i>
America latina	126,06	137,1	147,4	6,40	7,57
Asia orientale	205,96	220,1	230,3	10,00	4,65
<i>Cina</i>	<i>28,06</i>	<i>29,4</i>	<i>34,8</i>	<i>1,51</i>	<i>18,50</i>
<i>Giappone</i>	<i>63,54</i>	<i>67,5</i>	<i>63,5</i>	<i>2,76</i>	<i>-5,89</i>
Asia meridionale	49,26	53,5	55,4	2,41	3,51
<i>India</i>	<i>23,58</i>	<i>24,6</i>	<i>26,3</i>	<i>1,14</i>	<i>6,85</i>
Pacifico	24,55	23,6	24,0	1,04	1,69
Medio Oriente	181,22	190,4	203,4	8,83	6,82
Africa	59,21	65,1	68,0	2,95	4,42
<i>Nord Africa</i>	<i>49,29</i>	<i>54,1</i>	<i>57,1</i>	<i>2,48</i>	<i>5,57</i>
<i>Africa sub-sahariana</i>	<i>9,91</i>	<i>11,1</i>	<i>10,9</i>	<i>0,47</i>	<i>-1,09</i>
Mondo	2170,92	2243,5	2302,7	100,00	2,64
<i>OCSE</i>	<i>1157,05</i>	<i>1170,6</i>	<i>1182,9</i>	<i>51,37</i>	<i>1,05</i>
<i>OPEC</i>	<i>249,38</i>	<i>262,1</i>	<i>276,2</i>	<i>12,00</i>	<i>5,40</i>
<i>Ex Unione Sovietica</i>	<i>496,06</i>	<i>515,9</i>	<i>524,6</i>	<i>22,78</i>	<i>1,69</i>

Le differenze tra i dati sulla produzione e quelli sui consumi dipendono dalle variazioni degli stock negli impianti di liquefazione e nei siti d'immagazzinamento.

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

Figura 1.3.2 - Economia mondiale: PIL e consumi di gas naturale. Numeri indice 1990=100



Fonte: elaborazione ENEA su dati BP, ENERDATA S.A.

Per quanto riguarda la produzione, nel 2004 a livello mondiale si è registrato un incremento complessivo del 2,6% rispetto al 2003; tuttavia le dinamiche cambiano notevolmente a seconda delle regioni (tabella 1.3.8).

Tabella 1.3.8 - Produzione di gas naturale per area geografica (Mtep)

	2002	2003	2004	2004	2004/2003
Europa	263,2	266,6	272,4	11,8	2,2
<i>UE (15)</i>	186,3	181,6	182,1	7,9	0,3
<i>UE (25)</i>	192,6	187,8	188,5	8,2	0,4
CSI	602,3	629,0	648,4	28,1	3,1
<i>Russia</i>	482,2	502,2	511,9	22,2	1,9
Nord America	593,4	592,2	585,9	25,4	-1,1
<i>Stati Uniti</i>	441,5	443,3	436,0	18,9	-1,7
America latina	125,4	139,8	150,6	6,5	7,7
Asia orientale	170,9	188,0	195,0	8,4	3,7
<i>Cina</i>	28,1	29,4	34,8	1,5	18,5
<i>Giappone</i>	2,4	2,5	2,5	0,1	1,4
Asia meridionale	49,3	53,5	55,4	2,4	3,5
<i>India</i>	23,6	24,6	24,1	1,0	-1,8
Pacifico	33,5	33,0	34,3	1,5	4,1
Medio Oriente	205,5	218,5	235,1	10,2	7,6
Africa	120,9	132,1	135,4	5,9	2,4
<i>Nord Africa</i>	104,6	111,4	114,1	4,9	2,4
<i>Africa sub-sahariana</i>	16,3	20,7	21,3	0,9	2,7
Mondo	2164,3	2252,8	2310,9	100,0	2,6
<i>OCSE</i>	915,1	917,1	919,4	39,8	0,3
<i>OPEC</i>	361,5	385,6	398,5	17,2	3,3
<i>Ex Unione Sovietica</i>	602,3	629,0	648,4	28,1	3,1

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

In Europa la produzione è cresciuta del 2,2% grazie soprattutto all'apporto di Paesi come la Norvegia; negli altri Paesi dell'UE la crescita è stata dello 0,4%. Nella CSI l'incremento è stato del 3,1%, che le consente di restare in testa alla classifica delle aree produttrici con una quota del 28,1%. In Nord America, e soprattutto negli Stati Uniti, la produzione è diminuita (-1,1%). La regione tuttavia mantiene una quota pari al 25,4% della produzione mondiale.

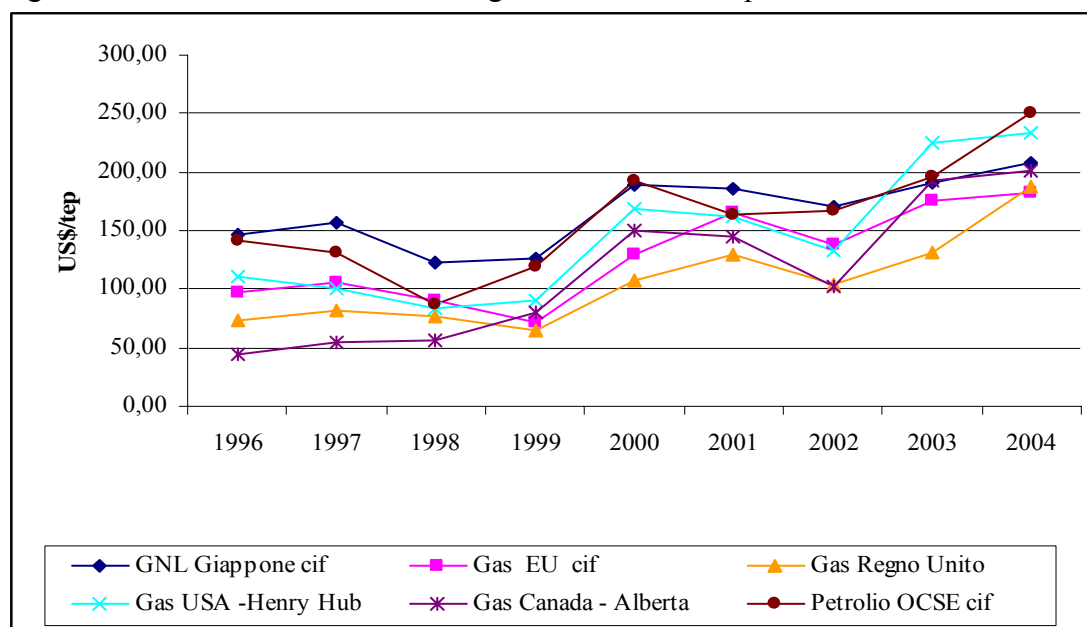
L'*output* nel 2004 ha registrato incrementi percentualmente molto importanti in aree come l'America latina (+7,7%) e il Medio Oriente (+7,6%), che attualmente rappresentano rispettivamente il 6,5% e il 10,2% della produzione mondiale. In America latina, occorre segnalare quelli realizzati da Messico, Argentina, Brasile, Colombia e Venezuela. In Medio Oriente, l'Iran e quasi tutti i Paesi del Golfo Persico registrano incrementi significativi. In Africa si verificano aumenti cospicui in Egitto, Libia, Tunisia e Marocco, ma anche una riduzione della produzione algerina.

L'Asia ha prodotto il 10,8% del gas estratto nel mondo nel 2004 e visto complessivamente crescere la propria produzione del 3,7%. I maggiori produttori della regione sono l'Indonesia e la Malesia (rispettivamente il primo con il 2,8% e il secondo con il 2% dell'*output* mondiale di gas) seguite da Cina ed India (con quote di oltre l'1% del totale mondiale). Tali 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. La produzione cinese nel 2004 è aumentata del 18,5%.

Per quanto riguarda i **prezzi** internazionali del gas naturale e del GNL, la figura 1.3.3 illustra il loro andamento (per tonnellata di petrolio equivalente) dal 1996 al 2004. Come si vede, essi seguono dappresso l'andamento generale del prezzo del petrolio. Nel 2004 i prezzi più elevati si registrano negli Stati Uniti, e sono poco inferiori a quelli del greggio, mentre quelli più bassi si

registrano sul mercato europeo. 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 aver informazioni precise sui prezzi. Per il 2004 le tendenze emergenti indicano che il divario di prezzo con il petrolio si è accresciuto, tornando a livelli più normali rispetto ai *trend* passati.

Figura 1.3.3 - Prezzi internazionali di gas naturale e GNL per area 1990-2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

Tabella 1.3.9 - Consistenza delle riserve provate di gas naturale al 1 gennaio 2005. Primi 20 Paesi

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

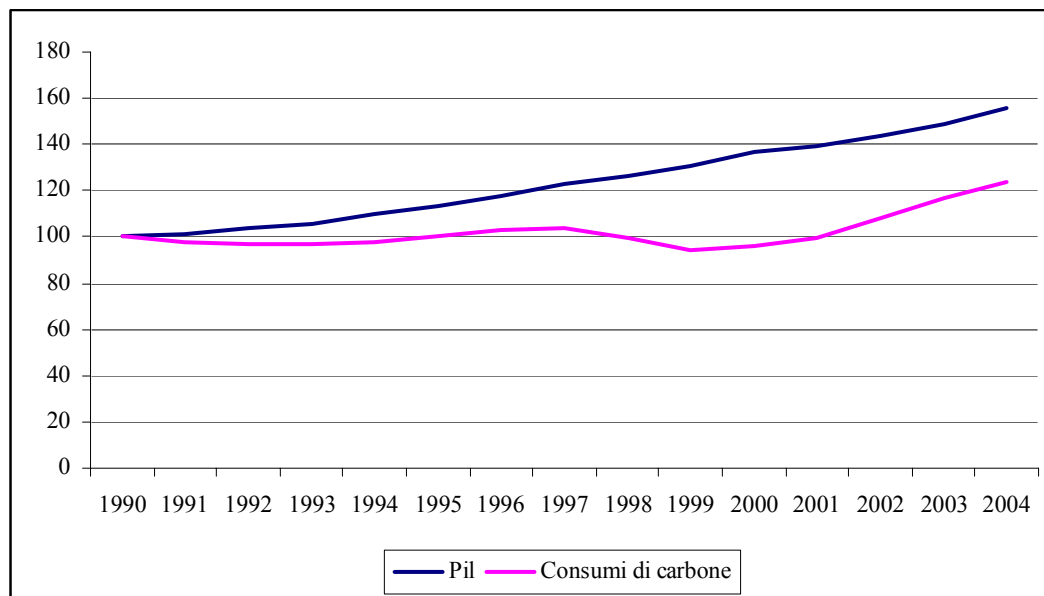
*Più di 100 anni

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA e BP

1.3.1.4 Carbone

Il consumo di carbone nel 2004 è aumentato del 5,9% sotto l'impulso della crescita dei consumi cinesi, a cui è dovuto il 75% dell'incremento totale. Tale crescita, pur se più contenuta che nell'anno precedente, conferma ciò che oramai appare come un'inversione di tendenza rispetto quella della seconda metà degli anni Novanta in cui il consumo di carbone diminuiva (figura 1.3.4).

Figura 1.3.4 - Economia mondiale: PIL e consumi di carbone. Numeri indice 1990=100



Fonte: elaborazione ENEA su dati BP, ENERDATA S.A.

Il carbone ha soddisfatto il 24,6% del fabbisogno energetico complessivo (una quota più alta rispetto al 24,0% registrato nel 2003) rappresentando la seconda fonte d'energia a livello mondiale (tabella 1.3.2). Mentre in Medio Oriente e in America latina la sua quota è molto ridotta (rispettivamente il 2% e il 4% della domanda energetica regionale), il carbone copre il 39,3% del fabbisogno energetico complessivo dell'Asia e più del 60% di quello cinese mentre in India rappresenta il 34,8%. Un'altra regione dove il carbone copre una quota significativa della domanda è il Nord America, dove rappresenta il 22,7% (soprattutto a causa del peso che esso ha negli Stati Uniti). Similmente, nell'area del Pacifico i consumi di carbone dell'Australia (forte produttore mondiale) innalzano la quota media di questa fonte al 36,7% dei fabbisogni regionali. In altre regioni come l'Europa, la CSI e l'Africa, il consumo di carbone rappresenta una quota fra il 18% e il 19% del fabbisogno energetico.

Alcuni tra i Paesi consumatori sono annoverati anche tra i principali produttori di carbone: Cina, Stati Uniti, Sud Africa, Australia, India e Russia rappresentavano il 71% dei consumi e l'81,2% della produzione mondiale nel 2004.

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.

Come già rilevato, la variazione più forte nei consumi si è verificata nell'area asiatica (11,9%) (tabella 1.3.10): in Cina la domanda è cresciuta del 14,5% (poco meno che l'anno precedente) mentre in India è aumentata del 6,7%. I consumi di carbone della Cina rappresentano il 33,6% della domanda mondiale di questa fonte, mentre se si guarda ai consumi dell'area asiatica la quota sale al 51,2%. È interessante notare che anche in Giappone i consumi di carbone sono cresciuti del 7,4% nel corso del 2004. La necessità di una maggiore diversificazione delle fonti d'approvvigionamento e la ricerca di fonti energetiche meno costose in una fase di prezzi energetici crescenti, hanno favorito questo ritorno al carbone anche in un Paese piuttosto attento ai problemi ambientali.

Tabella 1.3.10 - Consumi di carbone per area geografica (Mtep)

	2002	2003	2004	2004 Quota %	Incremento % 2004/2003
Europa	354,69	374,7	372,9	13,65	-0,47
<i>UE (15)</i>	218,84	229,4	225,1	8,24	-1,87
<i>UE (25)</i>	306,62	321,7	318,4	11,66	-1,05
CSI	170,09	182,4	185,1	6,78	1,45
<i>Russia</i>	109,10	116,5	118,4	4,34	1,62
Nord America	570,95	585,9	588,4	21,54	0,43
<i>Stati Uniti</i>	541,28	556,5	561,5	20,56	0,89
America latina	27,34	28,5	27,0	0,99	-5,26
Asia orientale	949,71	1058,5	1194,3	43,73	12,83
<i>Cina</i>	706,48	802,6	918,7	33,64	14,47
<i>Giappone</i>	100,04	104,9	112,6	4,12	7,37
Asia meridionale	186,79	192,5	205,8	7,54	6,91
<i>India</i>	183,61	189,6	202,4	7,41	6,74
Pacifico	49,64	49,9	49,4	1,81	-0,92
Medio Oriente	9,16	9,5	9,6	0,35	0,95
Africa	92,23	96,2	99,4	3,64	3,33
<i>Nord Africa</i>	4,91	5,0	5,0	0,18	1,01
<i>Africa sub-sahariana</i>	87,31	91,2	94,5	3,46	3,69
Mondo	2410,61	2577,9	2731,2	100,00	5,95
<i>OCSE</i>	1096,45	1136,2	1143,9	41,88	0,68
<i>OPEC</i>	19,92	20,8	20,9	0,76	0,14
<i>Ex Unione Sovietica</i>		186,3	188,8	6,91	1,31

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

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 sono invece diminuiti dello 0,5% (-1,1% nell'UE-25 e -1,9% nell'UE-15). I consumi di carbone sono diminuiti anche in America latina ed in Australia.

Se si eccettua l'incremento del 3,3% dei consumi in Africa (peraltro interamente dovuto al Sud-Africa), l'aumento della domanda di carbone è stato abbastanza modesto nelle altre parti del mondo, inclusi la CSI ed il Nord America. Negli Stati Uniti è stato dello 0,9% a fronte di un tasso di crescita complessivo della domanda energetica dell'1,6%.

A fronte dell'incremento della domanda mondiale, anche la produzione è cresciuta per il quarto anno consecutivo. L'incremento dell'8,2% rispetto al 2003 è il risultato di una forte crescita della produzione asiatica (+15,3%), in particolare cinese (+13,3%), che rappresenta da sola l'80,3% dell'incremento mondiale. Alla crescita hanno anche contribuito un aumento della produzione statunitense (+3,7%), russa (+4,1) ed australiana (+3,7) (tabella 1.3.11). La produzione è invece diminuita in Europa (-1,7%, principalmente a causa di riduzioni in Polonia, Francia e Regno Unito), ed in Africa (-0,5%). Le variazioni nelle altre aree, pur significative in qualche caso in termini percentuali, non hanno forte impatto sui valori assoluti.

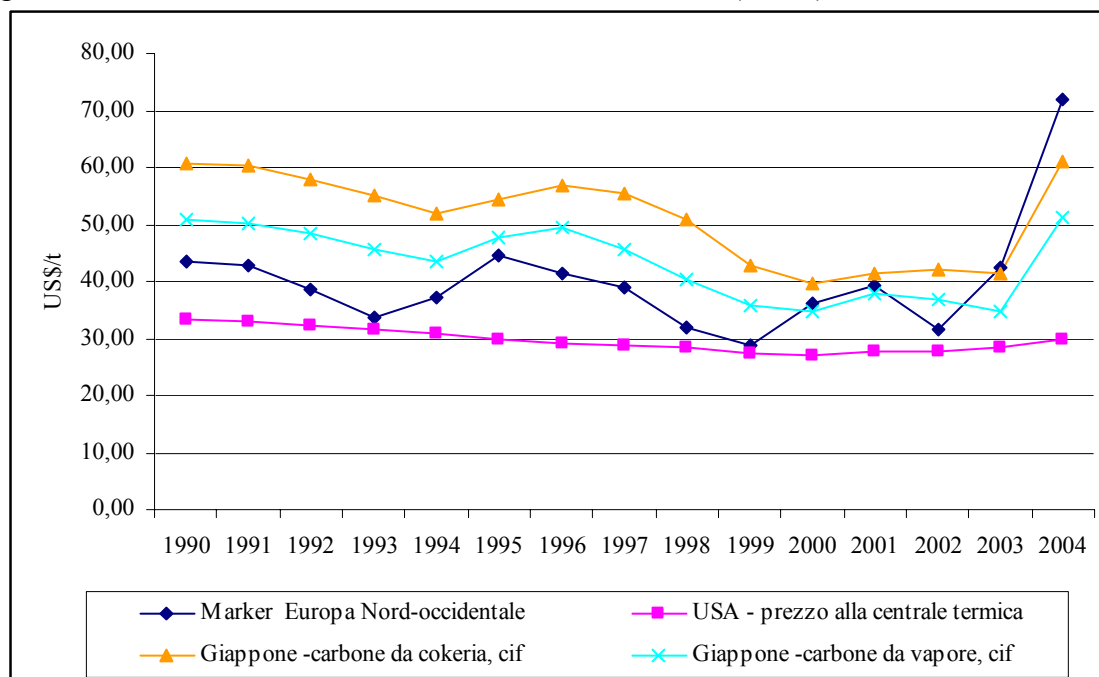
Tabella 1.3.11 - Produzione di carbone e lignite per area geografica (Mtep)

	2002	2003	2004	2004 Quota %	Incremento % 2004/2003
Europa	235,7	235,1	231,2	8,4	-1,7
<i>UE (15)</i>	98,5	96,1	93,1	3,4	-3,1
<i>UE (25)</i>	201,0	199,7	196,1	7,1	-1,8
CSI	183,4	203,1	209,0	7,6	2,9
<i>Russia</i>	115,5	129,7	135,0	4,9	4,1
Nord America	588,9	574,1	594,0	21,6	3,5
<i>Stati Uniti</i>	553,9	541,4	561,5	20,4	3,7
America latina	40,7	44,5	46,5	1,7	4,6
Asia orientale	869,5	990,4	1158,5	42,0	17,0
<i>Cina</i>	770,8	879,9	1032,4	37,5	17,3
<i>Giappone</i>	0,0	nd	nd	nd	nd
Asia meridionale	168,7	174,7	185,8	6,7	6,4
<i>India</i>	167,2	173,2	184,5	6,7	6,5
Pacifico	185,9	185,8	192,7	7,0	3,7
Medio Oriente	0,9	1,0	1,0	0,0	1,0
Africa	131,6	138,4	137,6	5,0	-0,5
<i>Nord Africa</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Africa sub-sahariana</i>	131,6	138,3	137,6	5,0	-0,5
Mondo	2405,3	2546,9	2756,3	100,0	8,2
<i>OCSE</i>	991,1	973,8	996,6	36,2	2,3
<i>OPEC</i>	69,0	78,9	89,3	3,2	13,2
<i>Ex Unione Sovietica</i>	186,5	206,5	212,3	7,7	2,8

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

Appare chiaro dalla figura 1.3.5 che anche i prezzi del carbone risentono, pur qualche ritardo, delle tendenze più generali nei prezzi energetici. Nel 2004 i prezzi sono saliti dal 45% al 70% rispetto al 2003 in tutti i mercati occidentali a parte gli Stati Uniti (dove si sono apprezzati di circa il 5%). Il ritardo 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), ecco che 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.

Figura 1.3.5 - Prezzi internazionali del carbone 1990-2004 (US\$/t)



Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

Tabella 1.3.12 - Consistenza delle riserve provate di carbone nel 2004. Primi 11 Paesi

	Milioni di tonnellate	Quota (%)	Riserve/Produzione
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	
Totale mondiale	788306	100,0	164

*Più di 500 anni

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA e BP

In secondo luogo 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 1.3.12) 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 a crescere anche nei Paesi europei.

1.3.1.5 Biomassa

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 raccolte ed utilizzate 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 dei 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 2004 è stata stimata globalmente all'1,5%, con incrementi più elevati in Nord America, nei Paesi della CSI ed in alcune aree dell'Europa.

Il quadro cambia di poco per 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 del Nord America, in quelli della CSI 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.

Tabella 1.3.13 - Consumo di biomassa per area geografica (Mtep)

	2002	2003	2004	2004 Quota %	Incremento % 2004/2003
Europa	87,1	90,5	92,2	7,98	1,90
<i>UE (15)</i>	63,9	67,9	69,7	6,03	2,53
<i>UE (25)</i>	73,2	76,9	78,6	6,80	2,22
CSI	12,3	12,6	13,0	1,12	2,85
<i>Russia</i>	10,1	10,5	10,8	0,93	2,98
Nord America	80,2	80,6	83,7	7,25	3,88
<i>Stati Uniti</i>	68,9	69,2	71,8	6,22	3,90
America latina	95,4	98,6	100,0	8,65	1,35
Asia orientale	344,2	344,3	347,3	30,06	0,86
<i>Cina</i>	217,5	217,5	217,5	18,83	0,00
<i>Giappone</i>	7,2	6,0	6,0	0,52	0,00
Asia meridionale	252,8	256,5	260,7	22,57	1,65
<i>India</i>	208,2	211,5	214,9	18,60	1,60
Pacifico	10,0	10,2	10,4	0,90	1,47
Medio Oriente	1,1	1,1	1,1	0,10	0,00
Africa	242,0	243,8	246,9	21,38	1,28
<i>Nord Africa</i>	3,7	3,8	3,8	0,33	1,33
<i>Africa sub-sahariana</i>	238,2	240,0	243,1	21,04	1,26
Mondo	1125,0	1138,3	1155,1	100,00	1,48
<i>OCSE</i>	188,1	192,0	198,2	17,16	3,22
<i>OPEC</i>	120,6	122,5	124,8	10,80	1,89
<i>Ex Unione Sovietica</i>	15,1	15,1	15,4	1,34	2,32

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

1.3.1.6 Elettricità

Nel 2004 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.

Tabella 1.3.14 - Consumo d'energia elettrica primaria (Mtep)

	2002	2003	2004	2004 Quota %	Incremento % 2004/2003
Europa	320,6	320,0	327,0	32,7	2,2
<i>UE (15)</i>	267,4	267,3	271,4	27,2	1,6
<i>UE (25)</i>	285,1	285,6	290,3	29,1	1,7
CSI	76,9	79,1	82,3	8,2	4,0
<i>Russia</i>	49,9	51,4	53,4	5,3	3,9
Nord America	293,6	286,7	296,6	29,7	3,4
<i>Stati Uniti</i>	245,4	239,0	245,8	24,6	2,9
America latina	62,7	65,1	66,8	6,7	2,7
Asia orientale	180,0	173,3	193,0	19,3	11,4
<i>Cina</i>	30,7	34,8	40,3	4,0	15,8
<i>Giappone</i>	86,9	73,3	85,3	8,5	16,3
Asia meridionale	13,8	14,7	15,7	1,6	6,7
<i>India</i>	10,9	11,4	12,0	1,2	6,0
Pacifico	5,4	5,3	5,7	0,6	7,8
Medio Oriente	1,7	2,1	2,2	0,2	5,8
Africa	11,0	10,6	10,6	1,1	-0,2
<i>Nord Africa</i>	1,4	1,4	1,4	0,1	0,0
<i>Africa sub-sahariana</i>	9,5	9,3	9,2	0,9	-0,2
Mondo	965,6	957,0	999,3	100,0	4,4
<i>OCSE</i>	731,4	713,7	742,6	74,3	4,1
<i>OPEC</i>	12,6	13,3	14,4	1,4	8,0
<i>Ex Unione Sovietica</i>	80,5	82,8	86,3	8,6	4,2

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

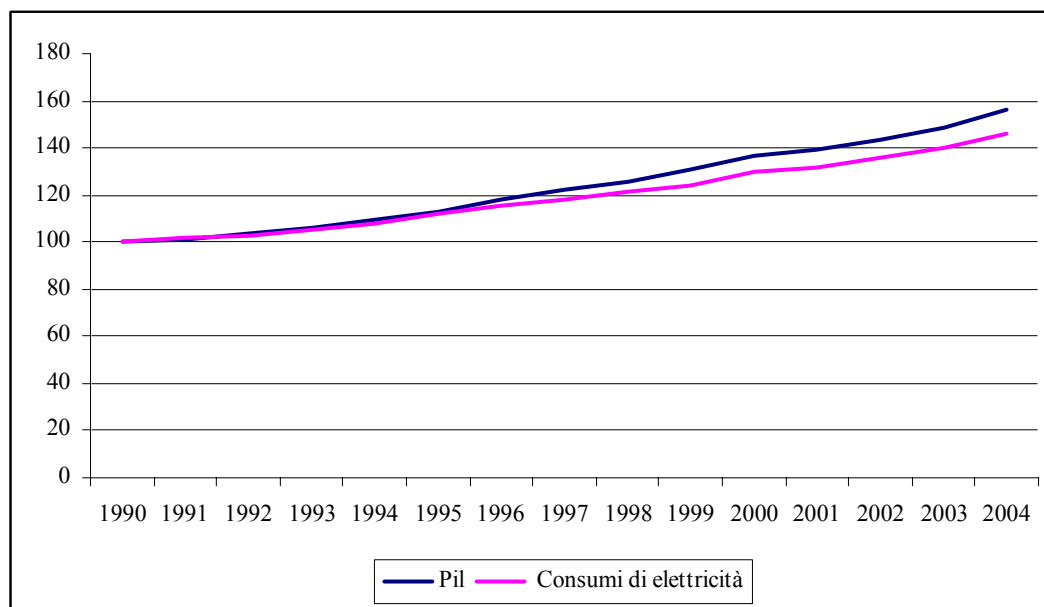
Il 74% di tale consumo è avvenuto nei Paesi dell'OCSE, dove la produzione elettro-nucleare ha un forte peso e dove in pratica tutto il potenziale di risorse idroelettriche è già sfruttato. Il 32,7% del totale mondiale dell'elettricità primaria è utilizzato in Europa e prevalentemente nei 25 Paesi dell'UE. La CSI utilizza un altro 8,2%, mentre il Nord America assorbe il 29,7%, l'Asia complessivamente il 21% e l'America latina il 6,7%. L'Africa, il Medio Oriente e l'area del Pacifico si contendono il restante 1,9%.

Complessivamente nel 2004 la crescita dei consumi di tali risorse è stata del 4,4%, grazie ad un'annata più favorevole della precedente dal punto di vista delle risorse idriche e ad una maggiore disponibilità del parco nucleare esistente. Il 2003, infatti, aveva segnato una diminuzione dei consumi sia rispetto al *trend* che in valore assoluto rispetto al 2002, a causa della concomitanza di un periodo di scarse precipitazioni con una situazione d'imprevista indisponibilità di centrali nucleari in Giappone ed in altre aree. L'incremento complessivo di tali consumi è stato particolarmente vistoso in Asia (+11%), sia per il ritorno a regime delle centrali nucleari giapponesi (+16,3% rispetto al 2003) sia per la crescita della produzione sia idroelettrica che nucleare in Cina (+15,8%), ma crescite significative si sono avute anche nell'area del Pacifico, in Medio Oriente e nella CSI.

Non essendo l'elettricità un vettore energetico di facile stoccaggio, la produzione d'elettricità primaria ha seguito da presso l'andamento dei consumi, dunque non è necessario fare ulteriori commenti sul tema.

Per quanto riguarda la **produzione elettrica mondiale, sia primaria che d'origine termoelettrica**, nel 2004 essa ha seguito pressappoco lo stesso *trend* della domanda d'energia nel suo insieme con un tasso di crescita del 4,1%, un *trend* comunque leggermente più basso rispetto a quello del PIL. (figura 1.3.6).

Figura 1.3.6 - Economia mondiale: PIL e produzione d'energia elettrica. Numeri indice 1990=100



Fonte: elaborazione ENEA su dati BP, ENERDATA S.A.

L'incremento ha riguardato tutte le aree geografiche ed è stato molto meno intenso nei Paesi sviluppati dell'OCSE (+1,8%). In Europa occidentale, nonostante una leggera ripresa dell'economia, l'incremento si è attestato su valori del 1,9% (la crescita è stata inferiore nei Paesi dell'UE). Nei Paesi della CSI si è registrata una crescita pari a quella europea. In Nord America l'incremento della produzione è stato complessivamente inferiore che in Europa (+1,5%), a causa di una riduzione dell'output canadese.

L'area asiatica è quella che riporta gli aumenti di produzione più elevati, con il 8,7% (l'incremento è del 14,4% nella sola Cina): il 62% dell'incremento di produzione a livello mondiale è avvenuto in Asia. Le altre aree geografiche in via di sviluppo hanno sostenuto ritmi di crescita compresi fra il 3,1% dell'America latina ed il 4,8% del Medio Oriente e dell'Africa. In questo quadro non sorprende come la regione dell'Asia abbia rappresentato il 30,1% della produzione mondiale nel 2003, superando il Nord America che ha rappresentato il 26,8%, mentre l'Europa occidentale ha mantenuto il 21,4%. I 25 Paesi dell'UE hanno rappresentato il 18,2% del totale mondiale. Per quanto la produzione d'energia elettrica resti concentrata per il 57,9% nei Paesi OCSE (una quota superiore a quella dei consumi energetici globali), il progressivo modificarsi delle quote di produzione a favore delle economie emergenti nel 2003 ha chiaramente registrato un'accelerazione (tabella 1.3.14).

Tabella 1.3.15 - Produzione d'energia elettrica per area geografica (TWh)

	2002	2003	2004	2004 Quota %	Incremento % 2004/2003
Europa	3519,1	3603,9	3671,9	21,1	1,9
<i>UE (15)</i>	<i>2680,5</i>	<i>2754,6</i>	<i>2803,9</i>	<i>16,1</i>	<i>1,8</i>
<i>UE (25)</i>	<i>3020,3</i>	<i>3108,8</i>	<i>3164,4</i>	<i>18,2</i>	<i>1,8</i>
CSI	1273,3	1315,1	1338,1	7,7	1,7
<i>Russia</i>	<i>891,3</i>	<i>915,3</i>	<i>931,0</i>	<i>5,4</i>	<i>1,7</i>
Nord America	4619,0	4594,6	4663,4	26,8	1,5
<i>Stati Uniti</i>	<i>4017,5</i>	<i>4010,8</i>	<i>4083,4</i>	<i>23,5</i>	<i>1,8</i>
America latina	996,6	1044,3	1076,8	6,2	3,1
Asia orientale	3757,2	4073,6	4450,4	25,6	9,3
<i>Cina</i>	<i>1640,5</i>	<i>1906,7</i>	<i>2182,3</i>	<i>12,6</i>	<i>14,5</i>
<i>Giappone</i>	<i>1097,2</i>	<i>1083,7</i>	<i>1110,0</i>	<i>6,4</i>	<i>2,4</i>
Asia meridionale	701,9	739,9	780,6	4,5	5,5
<i>India</i>	<i>596,5</i>	<i>626,5</i>	<i>659,1</i>	<i>3,8</i>	<i>5,2</i>
Pacifico	265,8	273,3	282,9	1,6	3,5
Medio Oriente	518,2	551,4	577,8	3,3	4,8
Africa	479,31	507,06	530,87	3,1	4,7
<i>Nord Africa</i>	<i>158,1</i>	<i>169,1</i>	<i>180,0</i>	<i>1,0</i>	<i>6,4</i>
<i>Africa sub-sahariana</i>	<i>321,2</i>	<i>337,9</i>	<i>350,9</i>	<i>2,0</i>	<i>3,8</i>
Mondo	16130,5	16703,1	17373,4	100,0	4,0
<i>OCSE</i>	<i>9827,5</i>	<i>9887,4</i>	<i>10065,7</i>	<i>57,9</i>	<i>1,8</i>
<i>OPEC</i>	<i>660,6</i>	<i>699,6</i>	<i>741,6</i>	<i>4,3</i>	<i>6,0</i>
<i>Ex Unione Sovietica</i>	<i>1303,5</i>	<i>1348,3</i>	<i>1372,0</i>	<i>7,9</i>	<i>1,8</i>

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

Tabella 1.3.16a - Produzione d'energia elettrica per area geografica (TWh)

	Carbone e lignite	Gas	Petrolio	Totale termica	Nucleare	Idrica	Eolica	Geotermica	Solare	Totale
Europa	1031,3	735,2	154,7	1921,2	1033,6	587,6	54,0	7,1	0,5	3603,9
<i>UE (15)</i>	<i>706,0</i>	<i>621,0</i>	<i>127,1</i>	<i>1454,2</i>	<i>906,8</i>	<i>313,7</i>	<i>53,5</i>	<i>5,6</i>	<i>0,4</i>	<i>2734,1</i>
<i>UE (25)</i>	<i>927,4</i>	<i>650,6</i>	<i>138,8</i>	<i>1716,8</i>	<i>982,8</i>	<i>333,1</i>	<i>53,7</i>	<i>5,6</i>	<i>0,4</i>	<i>3092,4</i>
CSI	249,6	565,3	42,1	857,1	244,8	233,6	0,0	0,2	n.d.	1335,6
<i>Russia</i>	<i>176,8</i>	<i>402,4</i>	<i>25,3</i>	<i>604,4</i>	<i>155,7</i>	<i>167,8</i>	<i>0,0</i>	<i>0,2</i>	<i>n.d.</i>	<i>931,0</i>
Nord America	2180,2	755,8	132,5	3068,5	901,6	592,2	15,1	13,4	0,6	4591,4
<i>Stati Uniti</i>	<i>2070,6</i>	<i>723,0</i>	<i>122,8</i>	<i>2916,3</i>	<i>812,2</i>	<i>263,0</i>	<i>14,6</i>	<i>13,4</i>	<i>0,6</i>	<i>4020,1</i>
America latina	39,8	237,7	131,2	408,7	28,8	609,6	0,3	9,0	0,1	1056,4
Asia orientale	2384,1	643,4	347,1	3374,6	506,2	516,3	0,4	20,0	0,0	4417,4
<i>Cina</i>	<i>1722,9</i>	<i>16,3</i>	<i>62,6</i>	<i>1801,8</i>	<i>50,1</i>	<i>328,0</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>2182,3</i>
<i>Giappone</i>	<i>275,6</i>	<i>269,6</i>	<i>145,6</i>	<i>690,8</i>	<i>285,9</i>	<i>104,0</i>	<i>0,4</i>	<i>3,1</i>	<i>0,0</i>	<i>1084,1</i>
Asia meridionale	451,0	122,9	59,3	633,2	18,7	124,8	2,5	n.d.	0,0	779,2
<i>India</i>	<i>451,2</i>	<i>72,2</i>	<i>29,4</i>	<i>552,9</i>	<i>17,0</i>	<i>84,9</i>	<i>2,5</i>	<i>n.d.</i>	<i>0,0</i>	<i>657,2</i>
Pacifico	175,5	48,5	6,1	230,1	n.a.	45,9	1,1	2,8	0,0	279,9
Medio Oriente	36,7	284,1	232,2	552,9	n.a.	24,7	0,0	n.d.	n.d.	577,7
Africa	244,7	137,0	47,1	428,8	13,0	84,6	0,6	n.d.	n.d.	527,0
<i>Nord Africa</i>	<i>13,1</i>	<i>124,3</i>	<i>27,1</i>	<i>164,4</i>	<i>n.a.</i>	<i>15,0</i>	<i>0,6</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>180,0</i>
<i>Africa sub-sahariana</i>	<i>231,6</i>	<i>12,7</i>	<i>20,0</i>	<i>264,4</i>	<i>13,0</i>	<i>69,7</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>347,0</i>
Mondo	6799,4	3526,6	1149,2	11475,2	2746,6	2820,4	74,0	52,4	1,2	17169,8
<i>OCSE</i>	<i>3720,3</i>	<i>1953,3</i>	<i>509,1</i>	<i>6182,7</i>	<i>2316,5</i>	<i>1287,2</i>	<i>70,6</i>	<i>31,2</i>	<i>1,1</i>	<i>9889,3</i>
<i>OPEC</i>	<i>44,6</i>	<i>341,9</i>	<i>248,4</i>	<i>634,8</i>	<i>n.a.</i>	<i>100,0</i>	<i>n.d.</i>	<i>6,7</i>	<i>n.d.</i>	<i>741,5</i>
<i>Ex Unione Sovietica</i>	<i>259,1</i>	<i>569,5</i>	<i>42,9</i>	<i>871,5</i>	<i>260,0</i>	<i>237,9</i>	<i>0,0</i>	<i>0,2</i>	<i>n.d.</i>	<i>1369,5</i>

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

Tabella 1.3.16b - Produzione d'energia elettrica per area geografica e fonte (quote %)

	Carbone e lignite	Gas	Petrolio	Totale termica	Nucleare	Idrica	Eolica	Geotermica	Solare	Totale
Europa	28,62	20,40	4,29	53,31	28,68	16,30	1,50	0,20	0,01	100,00
<i>UE (15)</i>	<i>25,82</i>	<i>22,71</i>	<i>4,65</i>	<i>53,19</i>	<i>33,17</i>	<i>11,47</i>	<i>1,96</i>	<i>0,20</i>	<i>0,02</i>	<i>100,00</i>
<i>UE (25)</i>	<i>29,99</i>	<i>21,04</i>	<i>4,49</i>	<i>55,52</i>	<i>31,78</i>	<i>10,77</i>	<i>1,74</i>	<i>0,18</i>	<i>0,01</i>	<i>100,00</i>
CSI	18,69	42,33	3,15	64,17	18,33	17,49	0,00	0,01	nd	100,00
<i>Russia</i>	<i>18,99</i>	<i>43,22</i>	<i>2,71</i>	<i>64,92</i>	<i>16,72</i>	<i>18,02</i>	<i>0,00</i>	<i>0,02</i>	<i>nd</i>	<i>100,00</i>
Nord America	47,49	16,46	2,89	66,83	19,64	12,90	0,33	0,29	0,01	100,00
<i>Stati Uniti</i>	<i>51,51</i>	<i>17,98</i>	<i>3,05</i>	<i>72,54</i>	<i>20,20</i>	<i>6,54</i>	<i>0,36</i>	<i>0,33</i>	<i>0,01</i>	<i>100,00</i>
America latina	3,77	22,50	12,42	38,69	2,72	57,71	0,03	0,85	0,01	100,00
Asia orientale	53,97	14,57	7,86	76,39	11,46	11,69	0,01	0,45	0,00	100,00
<i>Cina</i>	<i>78,95</i>	<i>0,75</i>	<i>2,87</i>	<i>82,56</i>	<i>2,30</i>	<i>15,03</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>100,00</i>
<i>Giappone</i>	<i>25,42</i>	<i>24,87</i>	<i>13,43</i>	<i>63,72</i>	<i>26,37</i>	<i>9,59</i>	<i>0,04</i>	<i>0,28</i>	<i>0,00</i>	<i>100,00</i>
Asia meridionale	57,89	15,77	7,61	81,26	2,40	16,01	0,32	nd	0,00	100,00
<i>India</i>	<i>68,66</i>	<i>10,99</i>	<i>4,48</i>	<i>84,12</i>	<i>2,58</i>	<i>12,91</i>	<i>0,38</i>	<i>nd</i>	<i>0,00</i>	<i>100,00</i>
Pacifico	62,68	17,33	2,19	82,21	nd	16,41	0,38	1,00	0,00	100,00
Medio Oriente	6,35	49,18	40,19	95,72	nd	4,28	0,00	nd	nd	100,00
Africa	46,43	25,99	8,94	81,36	2,47	16,06	0,11	nd	nd	100,00
<i>Nord Africa</i>	<i>7,28</i>	<i>69,03</i>	<i>15,03</i>	<i>91,35</i>	<i>nd</i>	<i>8,32</i>	<i>0,33</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>100,00</i>
<i>Africa sub-sahariana</i>	<i>66,74</i>	<i>3,67</i>	<i>5,77</i>	<i>76,18</i>	<i>3,75</i>	<i>20,08</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>nd</i>	<i>100,00</i>
Mondo	39,60	20,54	6,69	66,83	16,00	16,43	0,43	0,31	0,01	100,00
<i>OCSE</i>	<i>37,62</i>	<i>19,75</i>	<i>5,15</i>	<i>62,52</i>	<i>27,77</i>	<i>13,02</i>	<i>0,71</i>	<i>0,32</i>	<i>0,01</i>	<i>100,00</i>
<i>OPEC</i>	<i>6,01</i>	<i>46,11</i>	<i>33,49</i>	<i>85,61</i>	<i>nd</i>	<i>13,49</i>	<i>nd</i>	<i>0,90</i>	<i>nd</i>	<i>100,00</i>
<i>Ex Unione Sovietica</i>	<i>18,92</i>	<i>41,58</i>	<i>3,13</i>	<i>63,63</i>	<i>18,99</i>	<i>17,37</i>	<i>0,00</i>	<i>0,01</i>	<i>nd</i>	<i>100,00</i>

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

La tabella 1.3.16b mostra che nel 2004 il 66,8% dell'energia elettrica mondiale è stato prodotto in impianti termoelettrici da fonti fossili, e più precisamente da carbone e lignite per il 39,6%, da gas per il 20,5%, e da petrolio per il 6,7%. Per il resto, la produzione da nucleare rappresenta il 16%, quella da energia idraulica il 16,4% mentre quella da nuove rinnovabili (l'energia eolica, la geotermica e quella solare) rappresenta circa lo 0,75% della produzione elettrica globale.

Chiaramente, la ripartizione cambia, e anche in modo radicale, da un'area geografica all'altra. Per esempio nell'Unione Europea la produzione termoelettrica è il 55,5% del totale, con il carbone che rappresenta il 29,9% della produzione, il gas il 21%, il petrolio il 4,5%. Le tecnologie non convenzionali rappresentano dunque il restante 44,5%, con il nucleare al 31,8%, l'idroelettrico al 10,7% e le altre rinnovabili all'1,93%. Il Nord America è allineato sulla media mondiale per quanto riguarda la produzione da fonti fossili, ma con una presenza più accentuata del carbone. Per il resto, il nucleare e l'idroelettrico coprono quasi interamente la produzione restante, con una quota delle altre rinnovabili di appena lo 0,63%. In Asia la quota delle fonti fossili nella generazione elettrica è del 77% (di cui il 55% fornita dal carbone), mentre il resto è fornito in parti grosso modo pari da nucleare e da idroelettrica. In Cina è l'82,6% dell'elettricità ad essere fornito da fonti fossili (di cui il carbone è il 77%), mentre il resto è fornito principalmente dall'energia idroelettrica ed in piccola parte (2,5%) da nucleare. Il Medio Oriente dipende dalle fonti fossili (sostanzialmente gas e petrolio) per oltre il 95% della propria produzione elettrica, mentre i Paesi della CSI hanno una produzione più diversificata: accanto ad un 64% di fonti fossili (gas e carbone) anche una cospicua quota di nucleare e d'idroelettrico.

Nel 2004 la produzione elettro-nucleare mondiale ha avuto un incremento del 4,3%, dovuto soprattutto al ritorno a livelli più normali nella produzione in Giappone (+1,8%) e negli Stati Uniti (+3,3%). Complessivamente nei Paesi dell'OCSE la produzione è aumentata del 4,4%. In altre aree emergenti come la Cina e l'Asia meridionale l'incremento è stato significativo (rispettivamente del 12% e del 19%). La produzione dell'UE è aumentata in misura modesta (+1,2%).

La produzione idroelettrica nei Paesi OCSE copre una quota del 47% della produzione mondiale (tabella 1.3.18).

Il Nord America, grazie alle risorse idroelettriche del Canada e degli Stati Uniti, nel 2004 rappresenta il 21% della produzione complessiva. L'Asia con il 22,7% della produzione, è ormai divenuta l'area di maggiore produzione mondiale: al suo interno la Cina, con l'11,6% della produzione mondiale, insidia la posizione del Canada come primo produttore mondiale. Grazie all'apporto del Brasile, terzo produttore mondiale, l'America Latina produce il 21,6% dell'energia idroelettrica nel mondo. La quota di produzione dell'Unione Europea è dell'11,5%, mentre quella dei Paesi appartenenti all'ex URSS è dell'8,6%.

Nel corso del 2004 l'incremento della produzione è stato del 4,9% a livello mondiale; una buona piovosità in alcune delle aree di forte produzione ha contribuito a tale ottimo risultato dopo un 2003 caldo e secco, con precipitazioni al di sotto della norma. Tuttavia le cose sono andate in maniera negativa in Nord America dove la produzione si è ridotta del 2,1%. L'ultimazione di nuovi bacini e le favorevoli condizioni d'idraulicità hanno infine favorito la crescita della produzione in Asia (+10,9%) e in America centrale e meridionale (+4,8%).

Tabella 1.3.17 - Generazione elettro-nucleare per area geografica (TWh)

	2002	2003	2004	2004 Quota %	Incremento % 2004/2003
Europa	1017,1	1021,9	1033,6	37,6	1,1
<i>UE (15)</i>	893,8	895,8	906,8	33,0	1,2
<i>UE (25)</i>	964,1	971,3	982,8	35,8	1,2
CSI	221,9	234,1	244,8	8,9	4,5
<i>Russia</i>	141,6	150,7	155,7	5,7	3,3
Nord America	880,0	861,2	901,6	32,8	4,7
<i>Stati Uniti</i>	75,5	74,5	89,4	20,0	3,3
America latina	804,5	786,6	812,2	29,6	3,3
Asia orientale	29,4	31,5	28,8	1,0	-8,6
<i>Cina</i>	478,9	452,3	506,2	18,4	11,9
<i>Giappone</i>	25,1	43,7	50,1	14,6	1,8
Asia meridionale	295,1	240,0	285,9	10,4	19,1
<i>India</i>	21,1	19,6	18,7	0,7	-4,6
Pacifico	19,4	17,9	17,0	0,6	-5,1
Medio Oriente	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Africa	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>Nord Africa</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>Africa sub-sahariana</i>	12,0	12,7	13,0	0,5	2,7
Mondo	2660,4	2633,2	2746,6	100,0	4,3
<i>OCSE</i>	2275,7	2219,4	2316,5	84,3	4,4
<i>OPEC</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>Ex Unione Sovietica</i>	236,0	249,6	260,0	9,5	4,2

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

Tabella 1.3.18 - Generazione idroelettrica per area geografica (TWh)

	2002	2003	2004	2004 Quota %	Incremento % 2004/2003
Europa	580,4	549,9	587,6	20,8	6,9
<i>UE (15)</i>	309,8	304,5	313,7	11,1	3,0
<i>UE (25)</i>	328,9	319,7	333,1	11,8	4,2
CSI	225,5	221,2	233,6	8,3	5,6
<i>Russia</i>	164,2	157,3	167,8	5,9	6,6
Nord America	608,8	604,9	592,2	21,0	-2,1
<i>Canada</i>	350,4	335,9	329,2	11,7	-2,0
<i>Stati Uniti</i>	258,4	269,0	263,0	9,3	-2,2
America latina	563,7	581,9	609,6	21,6	4,8
Asia orientale	456,4	468,1	516,3	18,3	10,3
<i>Cina</i>	288,0	283,0	328,0	11,6	15,9
<i>Giappone</i>	91,8	104,9	104,0	3,7	-0,9
Asia meridionale	94,4	109,8	124,8	4,4	13,6
<i>India</i>	64,1	74,1	84,9	3,0	14,5
Pacifico	42,1	41,7	45,9	1,6	10,3
Medio Oriente	20,1	23,8	24,7	0,9	3,9
<i>Nord Africa</i>	15,0	14,7	15,0	0,5	2,2
<i>Africa sub-sahariana</i>	71,9	71,9	69,7	2,5	-3,1
Mondo	2678,1	2687,8	2820,4	100,0	4,9
<i>OCSE</i>	1300,9	1268,3	1287,2	45,6	1,5
<i>OPEC</i>	83,6	89,5	100,0	3,5	11,7
<i>Ex Unione Sovietica</i>	228,8	224,4	237,9	8,4	6,0

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

Infine, la produzione elettrica mondiale da altre fonti rinnovabili, cioè da energia eolica, geotermica, solare e da biomassa (tabella 1.3.19) rappresenta come si è detto una piccolissima frazione della generazione elettrica totale. Essa è cresciuta nel 2004 dell'1,3% rispetto all'anno precedente ma l'incremento è stato molto diverso a seconda delle aree. Mentre nell'Europa a 25 è cresciuta del 3,8% (sostanzialmente più elevato che il tasso di crescita della produzione elettrica totale), nella CSI del 3,1% ed in America latina addirittura del 5%, in Nord America essa è diminuita dell'1,3%. Incrementi modesti si sono avuti in Asia e nell'area Pacifica, mentre in aree come il Medio Oriente o in Africa queste tecnologie non sembrano fare presa, almeno per ora.

Quanto alla ripartizione geografica di questa produzione, l'Europa rappresenta il 35,1%, il Nord America un'altro 35,6%, l'Asia orientale il 15,5% (quasi tutto in Giappone) e l'America latina il 10,1%. In pratica l'85,4% della produzione elettrica da rinnovabili non-convenzionali si concentra nei Paesi industrializzati dell'OCSE, a confermare che si tratta di tecnologie ancora costose, che hanno difficoltà ad attecchire laddove esistono abbondanti fonti fossili (i Paesi dell'OPEC, o la Russia) o dove il livello tecnologico raggiunto ed i redditi medi sono molto bassi (Africa).

Tabella 1.3.19 - Generazione elettrica da altre fonti rinnovabili per area geografica (TWh)

TWh	2002	2003	2004	2004 Quota %	Incremento % 2004/2003
Europa	60,3	68,4	70,8	35,1	3,5
<i>UE (15)</i>	56,2	63,9	66,5	33,0	3,9
<i>UE (25)</i>	58,2	66,0	68,5	34,0	3,8
CSI	2,8	2,9	3,0	1,5	3,1
<i>Russia</i>	2,8	2,9	3,0	1,5	3,0
Nord America	78,6	72,8	71,8	35,6	-1,3
<i>Canada</i>	8,2	8,2	8,5	4,2	3,8
<i>Stati Uniti</i>	70,4	64,6	63,3	31,4	-2,0
America latina	17,7	19,5	20,4	10,1	5,0
Asia orientale	30,8	31,1	31,3	15,5	0,6
<i>Cina</i>	2,4	2,4	2,4	1,2	0,0
<i>Giappone</i>	25,5	25,9	25,9	12,8	0,0
Asia meridionale	1,9	1,9	1,9	0,9	1,6
<i>India</i>	1,8	1,9	1,9	0,9	1,6
Pacifico	2,9	2,3	2,4	1,2	1,7
Medio Oriente	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Africa	0,3	0,3	0,3	0,1	0,0
<i>Nord Africa</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>Africa sub-sahariana</i>	0,3	0,3	0,3	0,1	0,0
Mondo	195,1	199,1	201,7	100,0	1,3
<i>OCSE</i>	168,4	170,6	172,2	85,4	0,9
<i>OPEC</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Ex Unione Sovietica</i>	2,8	2,9	3,0	1,5	2,7

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

1.3.2 Il quadro italiano

1.3.2.1 Domanda e offerta di energia in Italia nel 2004

La modesta crescita dell'economia italiana si è tradotta, nel corso del 2004, in un innalzamento della domanda complessiva d'energia primaria di appena lo 0,8% rispetto al 2003, a 195,5 Mtep, e in un leggero miglioramento dell'intensità energetica, diminuita dello 0,4% rispetto allo stesso anno. Il fabbisogno d'energia primaria per fonti evidenzia un'ulteriore riduzione dei consumi di petrolio e prodotti petroliferi, pari al 3,1% e, in parallelo, il consolidarsi della tendenza all'aumento dei consumi di carbone e gas (rispettivamente +11,6% e +3,7%). Il processo di sostituzione dei derivati del petrolio da parte di queste due fonti nella generazione elettrica continua, in conseguenza di un aggiustamento del parco di generazione alle dinamiche dei prezzi relativi di queste tre fonti: progressivamente più caro il petrolio, seguito dal gas, e relativamente più conveniente il carbone. La struttura dei fabbisogni tuttavia rimane fortemente ancorata al petrolio (45%), nonostante un suo peso decrescente, seguito dal gas (34%). I combustibili solidi incrementano la loro quota (di quasi un punto, all'8,7%), e così pure le rinnovabili (7,2%).

Tabella 1.3.20 - Fabbisogno d'energia primaria in Italia. Anni 2002-2004 (Mtep)

	2002	2003	2004	2004/2003 (%)
Combustibili solidi	14,2	15,3	17,1	11,6
Gas naturale	58,1	63,8	66,2	3,7
Prodotti petroliferi	91,5	90,8	88,0	-3,1
Fonti rinnovabili	12,6	12,8	14,1	10,4
Importazioni nette energia elettrica	11,1	11,2	10,0	-10,5
Totale	187,5	193,9	195,5	0,8
Prodotto Interno Lordo (M€ ₁₉₉₅)	1.036.945	1.039.581	1.052.308	1,2
Intensità energetica (tep/ M€ ₁₉₉₅)	180,8	186,5	185,8	-0,4

N.B. I kWh sono stati trasformati in tep in base alle calorie necessarie per produrre 1 kWh termoelettrico

Fonte: MAP Bilancio Energetico Nazionale 2004

Tabella 1.3.21 - Bilancio energetico di sintesi 2004 (Mtep)

	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,4	10,7	5,4	13,5	-	30,0
Importazioni	17,1	55,5	107,6	0,6	10,2	191,0
Esportazioni	0,1	0,1	24,7	-	0,2	25,1
Variazione scorte	0,3	-0,1	0,3	-	0,0	0,5
Disponibilità per il consumo interno	17,1	66,2	88,0	14,1	10,0	195,4
Consumi e perdite del settore energetico	-1,0	-0,8	-6,2	0,0	-44,1	-52,1
Trasformazione in energia elettrica	-11,9	-23,1	-11,8	-12,4	59,3	-
Impieghi finali	4,2	42,3	70,0	1,7	25,2	143,3
Industria	4,0	17,6	7,6	0,2	12,0	41,4
Trasporti	-	0,4	43,0	0,2	0,8	44,4
Usi civili	0,0	23,3	6,8	1,2	11,9	43,3
Agricoltura	-	0,1	2,6	0,1	0,4	3,3
Usi non energetici	0,1	0,9	6,6	-	-	7,6
Bunkeraggi	-	-	3,4	-	-	3,4

Fonte: MAP - Bilancio Energetico Nazionale 2004

La conversione delle centrali ad olio combustibile, l'entrata in funzione di nuove centrali a ciclo combinato e l'adeguamento di alcune centrali a carbone agli *standard* ambientali richiesti hanno prodotto un ulteriore incremento dei consumi di gas naturale e di carbone nel settore termoelettrico rispetto a quanto accaduto già nel 2003. Nel caso del carbone l'incremento è stato significativo, anche se a partire da un dato iniziale modesto: tuttavia l'entrata in funzione del mercato dei permessi d'emissione potrebbe presto costituire un freno all'ulteriore espansione del carbone nella generazione elettrica.

Dal lato produzione d'energia, rispetto al 2003 si registrano una significativa riduzione della produzione nazionale di carbone (-35,6%, ma a partire da un dato iniziale molto basso), gas (-6,6%) e una leggera riduzione della produzione di petrolio greggio (-3,3%), dovuta al progressivo esaurirsi dei giacimenti di idrocarburi attualmente in uso. Invece si è verificato un incremento dell'11,3% nella produzione di energie rinnovabili e in particolare di quella idroelettrica (prevalentemente dovuta a fattori climatici). Grazie a queste, complessivamente la produzione nazionale di fonti primarie è leggermente aumentata (+0,7%). Tale situazione però non ha influito sul progressivo aggravarsi della dipendenza energetica dall'estero⁹ passato dall'84,6% del 2003 all'84,7% nel 2004, e, conseguentemente, sull'appesantirsi della fattura energetica. Gli incrementi dei prezzi energetici internazionali sono stati, infatti, solo in parte attutiti dalla forza dell'euro rispetto al dollaro.

Le importazioni nette d'energia, pari a 165,9 Mtep, hanno registrato un aumento dell'1,7% rispetto al 2003. Esse sono diminuite del 3,1% per i prodotti petroliferi e del 10,5% per l'energia elettrica, mentre sono aumentate dell'8,2% per il gas naturale, e del 17,1% per i combustibili solidi.

Gli usi finali d'energia seguono da vicino l'andamento del PIL. Gli andamenti sono tuttavia differenti nei vari settori. L'incremento più importante risulta essere quello dei consumi del settore trasporti (+1,7%): esso è tuttavia ben inferiore a quello realizzatosi mediamente negli anni precedenti a causa sia dell'approssimarsi di situazioni di saturazione, soprattutto nel trasporto su strada, sia dell'incremento dei prezzi del petrolio. In questo settore i consumi di prodotti petroliferi mostrano una crescita del 2,1% grazie alla crescita del gasolio quale sostituto della benzina. Nell'industria l'incremento dei consumi energetici è leggermente superiore a quello del PIL (+1,4%), a causa di un'attività più sostenuta dei settori *energy intensive* stimolati dalla robusta domanda asiatica di prodotti metallurgici e meccanici. Nel settore civile (residenziale e servizi) si registra una variazione negativa rispetto al 2003 (-0,6%) principalmente per effetto di fattori climatici più favorevoli (inverno mite, estate non particolarmente calda), ma anche di fattori economici.

⁹ Dipendenza energetica = (Importazioni nette / (Produzione + Importazioni nette))*100.

1.3.2.2 Scenari evolutivi del sistema energetico italiano

In questo paragrafo vengono descritti sinteticamente¹⁰ due scenari evolutivi del sistema energetico italiano, differenziati esclusivamente per le ipotesi relative al costo dell'energia importata, elaborati mediante un modello Markal-Italia¹¹.

Lo scenario socio-economico tendenziale

Riguardo alla popolazione lo scenario tendenziale adotta lo scenario *centrale* dell'ultima previsione ISTAT¹² (2003), che per ogni componente della dinamica demografica (fecondità, mortalità, migrazioni) considera l'andamento futuro più probabile. La popolazione residente aumenta leggermente fino al 2012, e successivamente diminuisce a tassi annui compresi tra -0,1% e -0,3%. Il numero di famiglie aumenta invece per tutto l'orizzonte temporale.

Sulla base dell'evoluzione di questi fattori (e di altri fattori "strutturali" come il numero di persone per famiglia e la diffusione degli apparecchi elettrici), la crescita della domanda di servizi energetici¹³ nel settore residenziale è particolarmente significativa negli usi elettrici, soprattutto nel primo decennio dello scenario. La domanda di riscaldamento cresce invece a ritmi piuttosto modesti.

Considerando l'orizzonte di medio-lungo termine, le ipotesi relative alle prospettive di crescita del sistema economico italiano si basano da un lato su una valutazione delle prospettive di sviluppo dell'area UE, dall'altro su somiglianze e differenze tra i sentieri di specializzazione italiani ed europei e sull'influenza che tali somiglianze e differenze possono avere sulla crescita italiana. Poiché negli ultimi due decenni l'Italia è cresciuta sempre meno della media europea, lo scenario 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"¹⁴.

A livello settoriale, lo scenario tendenziale ipotizza un'ulteriore modesta riduzione del peso dell'industria nel sistema economico, in conseguenza di una crescita relativamente contenuta del settore industriale e di una crescita del settore dei servizi in linea con il passato decennio. Il tasso di crescita dell'intera economia è leggermente superiore all'1,5%.

L'evoluzione della domanda di servizi energetici nei diversi comparti industriali e nei servizi segue quella del valore aggiunto, sebbene la crescita sia leggermente inferiore per l'ipotesi di una riduzione dell'energia «utile» necessaria per un dato livello d'attività. Nel settore dei trasporti si

¹⁰ Per una discussione più dettagliata sia delle ipotesi alla base dello scenario tendenziale che dei risultati si rimanda al volume *Scenari energetici italiani. Valutazioni di misure di politica energetica*, ENEA, 2004 (nel quale sono presentati anche altri scenari di lungo periodo contenenti misure di politica energetica) e al più recente articolo pubblicato sulla rivista *Energia*: Gracceva, F., *Tendenze del sistema energetico italiano*, *Energia*, 3/2005.

¹¹ Il modello Markal Italia, correntemente utilizzato da ENEA ed APAT, è un modello di equilibrio che riproduce in modo dettagliato il sistema energetico italiano, dall'approvvigionamento delle fonti primarie ai processi di conversione, trasporto e distribuzione dell'energia, fino ai dispositivi di uso finale, considerando anche i vincoli ambientali. Nel modello Markal-Italia sono rappresentate circa 70 tipologie di domanda di servizio energetico, divise nei quattro settori di uso finale (agricoltura, industria, civile e trasporti). Il modello calcola quantità e prezzi di equilibrio di più di 300 flussi d'energia e materiali, prodotti da più di un migliaio di tecnologie. Modelli della "famiglia Markal", sviluppati nell'ambito del progetto *Energy Technology Systems Analysis Project (ETSAP)* dell'Agenzia Internazionale dell'Energia, sono utilizzati per la valutazione delle politiche energetiche ed ambientali in più di 100 istituti appartenenti a circa 60 Paesi diversi.

¹² Cfr. ISTAT, *Previsioni della popolazione residente per sesso, età e regione dal 1.1.2001 al 1.1.2051*, Informazioni, n. 13.

¹³ Nel Markal la domanda di *servizi energetici* viene definita a priori nello scenario tendenziale, mentre l'effettivo consumo d'energia necessario per il soddisfacimento di questa domanda è un risultato del modello. Negli scenari alternativi essa può invece variare in relazione alle variazioni del costo dell'energia. È importante tenere presente la differenza tra domanda di *servizio energetico* e domanda d'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, illuminazione di ambienti, forza motrice, oppure in termini di unità fisiche di beni la cui produzione richiede il consumo d'energia.

¹⁴ Cfr. Confindustria (2004), *Previsioni macroeconomiche*, Editore SIPI s.r.l., Roma.

prevedono incrementi medi annui della domanda di mobilità pari all'1% per i passeggeri e al 2,5% per le merci¹⁵.

Costo dell'energia

Uno dei tratti distintivi del mercato dell'energia negli ultimi due anni è stato il forte incremento del prezzo del petrolio, che secondo l'opinione prevalente almeno nel breve periodo è destinato a rimanere elevato, spinto da fattori strutturali legati all'equilibrio tra domanda e offerta e ai passati (modesti) investimenti in capacità di produzione e raffinazione.

Un dato molto significativo emerso in seguito a quest'andamento del mercato è la sostanziale capacità mostrata dall'economia mondiale di assorbire il caro greggio senza subire una recessione. Considerando i prezzi raggiunti dal greggio nel corso dell'estate 2005, comincia a consolidarsi l'idea che i Paesi industrializzati siano in grado di sopportare prezzi del petrolio superiori ai 40 \$/bbl. Non a caso, tra i Paesi membri dell'OPEC esisterebbe un consenso per innalzare la vecchia banda d'oscillazione dei prezzi, calibrata sull'esigenza di garantire contemporaneamente il prezzo più elevato possibile e una crescita sostenuta dell'economia mondiale, tra i 40 e i 50 \$/barile, fino ad una soglia massima di 55 \$/bbl¹⁶.

Poiché l'ipotesi che il prezzo dell'energia possa mantenersi su livelli di prezzo elevati anche nel medio periodo è dunque plausibile, sembra ragionevole analizzare le tendenze del sistema energetico italiano ipotizzando due possibili evoluzioni dei prezzi del petrolio:

- da un lato, uno scenario che ipotizza che i rialzi del 2005 siano destinati a rientrare, per cui nel medio periodo il prezzo del petrolio importato rimane costante sui livelli del 2004 (circa 30 euro/bbl, corrispondenti a circa 37,5 \$/bbl per il Brent), per aumentare leggermente solo dopo il 2015;
- dall'altro, uno scenario nel quale il prezzo del petrolio tende a stabilizzarsi su livelli decisamente superiori a quelli passati, sebbene inferiori ai picchi raggiunti nel corso del 2005, cioè pari a circa 45 \$/bbl nel primo periodo dello scenario e in continuo aumento nel resto dell'orizzonte temporale.

Per il prezzo del gas importato si è ipotizzato, per il breve e in parte per il medio periodo, un parziale disallineamento della sua evoluzione rispetto a quella seguita dal petrolio nel breve periodo. Dopodiché l'andamento torna ad essere lo stesso del petrolio. Il prezzo del carbone scende nel breve periodo nello scenario *Base* mentre resta costante nello scenario *Alti prezzi*. Nel medio-lungo periodo torna ad aumentare ma solo marginalmente.

Lo scenario energetico tendenziale

Nonostante una crescita modesta dei livelli d'attività e valori relativamente elevati del costo dell'energia, il sistema energetico italiano presenta una tendenza di medio periodo ad un aumento costante dei consumi energetici.

Nel breve periodo il sistema energetico tende, infatti, a muoversi in modo simile allo scorso decennio (tabella 1.3.22): nonostante l'elevato costo dell'energia, il tasso di crescita dei consumi d'energia si mantiene al di sopra dell'1% m.a., mentre l'intensità energetica continua a ridursi in modo modesto. L'intensità energetica torna invece a diminuire in modo significativo intorno alla metà del prossimo decennio, in parte per il permanere degli alti prezzi dell'energia, in parte per ragioni interne al sistema.

¹⁵ In coerenza con le previsioni elaborate a livello comunitario. Si veda European Commission (2001), *Libro bianco - La politica europea dei trasporti fino al 2010: il momento delle scelte*, COM(2001)370.

¹⁶ Cfr. AEEG, *Relazione annuale 2005*.

Tabella 1.3.22 - Tassi di variazione medi annui in ogni decennio. Dati storici e scenario tendenziale

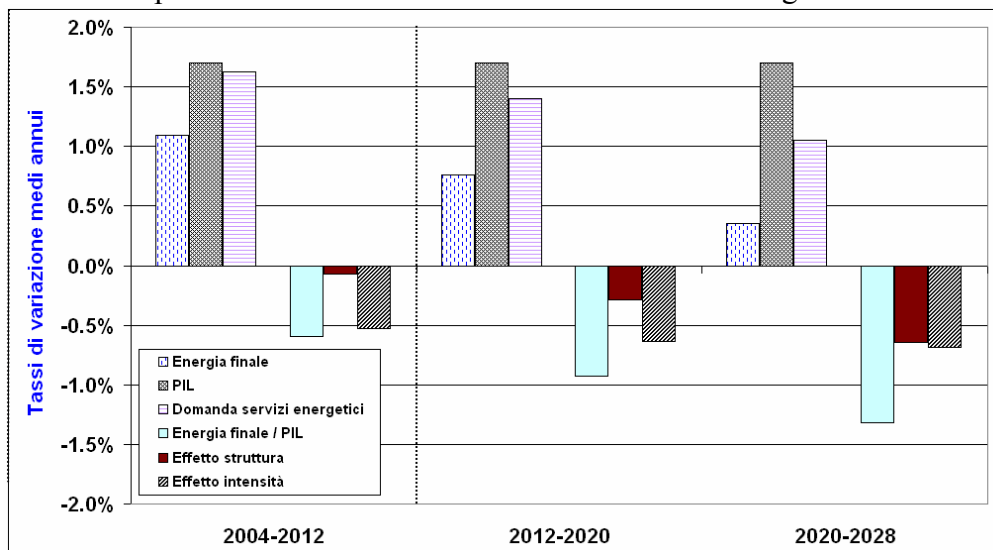
	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2010	2010-2020	2020-2030
PIL	3,6%	2,3%	1,6%	1,5%	1,7%	1,7%
Energia primaria	2,1%	1,1%	1,3%	1,2%	0,7%	0,3%
Intensità energetica del PIL	-1,5%	-1,2%	-0,3%	-0,3%	-1,0%	-1,4%

Per comprendere meglio le ragioni di quest'evoluzione è utile ricorrere al cosiddetto approccio della scomposizione¹⁷, con cui è possibile scomporre la crescita dei consumi energetici in una componente d'*attività*, una di tipo *strutturale* e una più direttamente legata all'efficienza del sistema (vedasi la figura 1.3.7, nella quale la lunghezza della barra relativa al rapporto tra energia e PIL è pari alla somma delle barre relative alle due componenti suddette). La scomposizione mostra come la componente tecnologica (effetto *intensità*) contribuisca alla riduzione dell'intensità energetica in modo piuttosto costante nel tempo, mentre il contributo progressivamente crescente della componente strutturale (legata all'energia "utile" necessaria per un dato livello d'attività) determina un'accelerazione della riduzione dell'intensità energetica nel medio-lungo periodo. 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 prodotto interno, 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 aumentati meno del reddito (IEA 2004). Almeno fino alla fine dello scorso decennio l'Italia è stata uno dei pochi Paesi in controtendenza, mentre nello scenario tendenziale qui presentato l'evoluzione italiana diviene progressivamente più simile a quella degli altri Paesi avanzati.

In definitiva, a livello aggregato, la ragione della tendenza alla crescita costante dei consumi deriva dal fatto che la crescita dei livelli d'attività, pur modesta, non è compensata né dall'effetto dell'evoluzione delle caratteristiche "strutturali" del sistema, che hanno un impatto limitato nel contenimento dei consumi, né dall'incremento d'efficienza del sistema, che resta in linea con la tendenza recente.

¹⁷ La metodologia qui utilizzata per la scomposizione della domanda d'energia è la stessa utilizzata in IEA, *Oil crises and climate challenges. 30 years of energy use in IEA countries*, Parigi, 2004. Sono individuate tre componenti principali della domanda d'energia: 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 d'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 sottosettore 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 d'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 al volume citato.

Figura 1.3.7 - Scomposizione della crescita dei consumi finali d'energia nello scenario tendenziale



I consumi d'energia nei due scenari

Almeno per un altro decennio, la tendenza del sistema energetico italiano è quella di una crescita piuttosto sostenuta del consumo d'energia primaria. I consumi arrivano nello scenario *base* a circa 208 Mtep nel 2010, 224 nel 2020, 232 nel 2030.

Riguardo alle fonti, nel breve-medio periodo gas e petrolio presentano andamenti opposti, il primo in crescita, il secondo in diminuzione, per poi stabilizzarsi entrambi su valori compresi tra il 35% e il 40% del consumo totale d'energia primaria. Anche nel lungo periodo il petrolio sembra dunque destinato a rimanere la fonte primaria più importante, in quanto la crescita dei consumi nei trasporti è evidentemente sufficiente a compensare la quasi completa eliminazione del suo uso nella termoelettrica (che segue la forte riduzione già avvenuta nell'industria e nel civile).

Dopo la forte crescita degli ultimi anni, il consumo di carbone tende a stabilizzarsi nel breve periodo, mentre riprende a crescere nel medio-lungo periodo, grazie ad una parziale penetrazione delle nuove tecnologie nella generazione elettrica (in particolare la gassificazione). Cresce invece ad un ritmo costante, ma modesto, la quota delle fonti rinnovabili, grazie anche all'elevazione della soglia d'obbligo per Certificati Verdi (limitata nello scenario al 2006).

I settori d'uso finale più dinamici sono il terziario, principalmente nel breve periodo, e soprattutto i trasporti. Nell'industria il contributo alla riduzione dei consumi che viene dall'evoluzione strutturale del settore è molto contenuto e gli incrementi d'efficienza restano lontani da quelli dei decenni passati. Nonostante l'aumento molto limitato dei livelli d'attività, nel medio periodo i consumi energetici tendono quindi a crescere, sia pure in modo contenuto. Nel residenziale la crescita dei consumi è legata principalmente a fattori "strutturali" (il numero di persone per famiglia e la diffusione degli apparecchi elettrici). Stante la continuazione degli incrementi d'efficienza negli usi termici, i consumi complessivi del settore aumentano in modo solo marginale. Nel terziario, la tendenza alla crescita riguarda sia i consumi elettrici che termici, mentre una significativa riduzione dell'intensità energetica si ha solo dalla seconda metà del prossimo decennio. La spinta più forte all'aumento dei consumi energetici viene infine dal settore dei trasporti (merci in primo luogo), per la crescita sostenuta dei livelli d'attività e per lo scarso (se non negativo) contributo alla riduzione dei consumi che viene dai fattori "strutturali" (struttura delle modalità di trasporto).

Nonostante i forti rialzi del greggio sul mercato internazionale, l'incremento del costo del petrolio importato in Italia è stato piuttosto contenuto nel 2004, sia per lo specifico paniere dei greggi importati che per l'effetto moderatore del rafforzamento dell'euro sul dollaro. Con l'esaurirsi

di quest'ultimo effetto, il costo del petrolio è invece aumentato significativamente nella prima parte del 2005 (+30% circa), raggiungendo una media di poco inferiore ai 50 \$/bbl (circa 40 €/bbl).

Lo scenario "Alti prezzi", nel quale il costo del petrolio importato risulta di poco inferiore ai valori medi del 2005, avrebbe un impatto economico non marginale, con una riduzione del prodotto interno compresa tra lo 0,2% e lo 0,3% (in linea con le stime della letteratura¹⁸). Ma ciò non sembra sufficiente a provocare una significativa e duratura frenata dei consumi energetici. I consumi finali risultano, infatti, piuttosto rigidi, sia per la rigidità della domanda di "servizi energetici" (con la parziale eccezione dell'industria), sia per la crescente concentrazione dei consumi petroliferi nei trasporti, settore che presenta una ridotta capacità di sostituzione dei combustibili. La riduzione del consumo totale d'energia primaria rispetto all'evoluzione *Base* è pari a circa 2 Mtep nel breve e medio-periodo, per superare i 3 Mtep nel lungo periodo.

In termini di fonti, lo scenario Alti prezzi presenta una maggiore sostituzione del petrolio con il gas naturale, concentrata principalmente nell'industria, mentre nella generazione elettrica la riduzione ulteriore del consumo di petrolio ed il parallelo aumento nell'uso del gas naturale non arriva ad 1 Mtep (nonostante la riduzione dei consumi elettrici). L'impatto sui trasporti è invece molto modesto.

Le emissioni di CO₂

In parallelo con la tendenza alla crescita dei consumi d'energia, anche le emissioni d'anidride carbonica tendono a salire: dopo essere aumentate del 14% tra il 1990 e il 2004, aumentano ancora del 4% circa tra il 2004 e il 2012, e progressivamente meno negli anni successivi (a tassi medi annui inferiori allo 0,5%). Il costante aumento delle emissioni di CO₂ che segue quello dei consumi energetici può essere "spiegato" con il fatto che la crescita del livello d'attività non è compensata da sufficienti diminuzioni dell'intensità energetica del PIL, mentre sia la quota di fonti fossili sul consumo totale che l'intensità carbonica dell'energia fossile si riducono solo nel breve periodo.¹⁹

In termini relativi, l'intensità carbonica dell'energia (CO₂ emessa per tep) si riduce principalmente nella prima parte dell'orizzonte temporale, mentre tende a stabilizzarsi nel lungo periodo, poiché la sostituzione del petrolio con il gas naturale viene parzialmente compensata dall'aumento del consumo di carbone, mentre le fonti rinnovabili, pur aumentando in valore assoluto, restano come si è visto relativamente marginali. Le emissioni pro-capite aumentano invece in modo costante, a tassi medi annui leggermente inferiori allo 0,5%, determinando un avvicinamento al valore medio pro-capite dei Paesi europei (nonostante il clima più favorevole).

Rispetto all'evoluzione tendenziale la diversa evoluzione del sistema energetico che caratterizza lo scenario "Alti prezzi" determina una riduzione significativa delle emissioni d'anidride carbonica. Pur non intaccando la generale tendenza alla crescita, le emissioni di CO₂ si riducono, infatti, di quasi 5 Mt nel breve periodo, che aumentano fin quasi a 10 Mt nel lungo periodo, con l'aumento della divergenza del costo dell'energia nei due scenari. A livello settoriale le variazioni seguono l'impatto dei prezzi sui consumi energetici, per cui le riduzioni sono concentrate nell'industria e nel settore elettrico, mentre la variazione delle emissioni nel settore trasporti è piuttosto marginale.

¹⁸ Cfr. IEA, *Analysis of the impact of high oil prices on the global economy*, 2004, uno studio dell'Agenzia Internazionale dell'Energia in collaborazione con il dipartimento economico dell'OCSE e con il FMI. Le simulazioni dell'AIE, che si limitano ad un orizzonte temporale di cinque anni e riguardano l'insieme dei paesi OCSE, confrontano uno scenario di prezzo del barile costante a 25\$ con uno scenario in cui il prezzo resta costante a 35\$. Il risultato ottenuto è che nel secondo caso il PIL dell'area OCSE è già nel primo anno (il 2004) inferiore dello 0,4% rispetto al caso tendenziale, una percentuale che si riduce leggermente nel corso dell'orizzonte temporale, fino allo 0,3%.

¹⁹ Per una discussione approfondita di queste considerazioni si rimanda di nuovo ai lavori citati nella nota all'inizio del paragrafo.

1.4 LE POLITICHE ENERGETICHE E AMBIENTALI

1.4.1 Le politiche energetiche

1.4.1.1 Il quadro internazionale

In questa edizione del Rapporto Energia Ambiente, dati i mutamenti nel contesto dei prezzi internazionali delle fonti energetiche fossili e la crescente preoccupazione per il problema delle emissioni di gas di serra, si è ritenuto utile inserire un quadro della situazione e delle prospettive del nucleare nel mondo. Tale quadro servirà da sfondo ad alcune considerazioni sulla politica energetica italiana nella sezione 1.4.1.4.

Le nuove prospettive dell'energia nucleare

Sviluppi internazionali

Nell'ultimo scorcio del XX secolo, le tecnologie per la produzione di energia dalla fissione nucleare vennero considerate da molti osservatori come un esempio di filiera ingegneristica abortita. Ciò fu senz'altro anche conseguenza della enorme influenza che ebbero sull'opinione pubblica gli incidenti di *Three Mile Island* (USA, 1979, il quale peraltro non provocò danni alle persone) e di *Chernobyl* (URSS, 1986: è noto, tuttavia, che i reattori di quel tipo erano del tutto inaccettabili per gli standard di sicurezza occidentali).

In realtà ad oggi oltre 10.000 reattori-anno di operazione hanno dimostrato una sostanziale assenza di problemi di sicurezza per tutti gli impianti nucleari costruiti e gestiti secondo gli standard occidentali. Si può anzi affermare che non vi è, probabilmente, altra tecnologia utilizzata su grande scala in tutto il mondo che abbia dimostrato un così elevato livello di sicurezza e per la quale siano stati studiati così a fondo gli effetti sulla salute. In particolare, una analisi statistica esaustiva della intera filiera (dalla estrazione delle materie prime all'operazione degli impianti fino all'impatto delle emissioni e dei residui sull'ambiente e sulla salute) dimostra che quella nucleare è una tecnologia più controllabile ed affidabile di altre tecnologie energetiche. Ciò è evidentemente dovuto al fatto che fin dall'inizio del programma per le applicazioni civili dell'energia nucleare, almeno in Occidente, venne data la massima priorità ai criteri di sicurezza. Circa un terzo del costo di un tipico impianto nucleare è dovuto ai sistemi di controllo ed ai dispositivi di sicurezza, come il contenitore esterno ed i sistemi di raffreddamento di emergenza; questa è una proporzione anche superiore a quella tipica delle costruzioni aeronautiche. Resta però il fatto che in varie parti del mondo questa tecnologia sia stata percepita da una parte del pubblico come "pericolosa" – anche perché spesso associata, impropriamente, alla bomba atomica - e che tale elemento abbia avuto una parte importante nell'accrescere i costi relativi ai suddetti sistemi di sicurezza.

In realtà, la stasi nella costruzione di nuovi impianti nucleari che si è verificata, almeno in Occidente, negli ultimi vent'anni è in gran parte dovuta - oltre che a preoccupazioni crescenti per le questioni di proliferazione - a ragioni economiche e di politica industriale, e cioè ai decrescenti prezzi del petrolio e delle altre fonti fossili dopo la crisi degli anni 1970, ed alla tendenza generalizzata alla privatizzazione, anche per infrastrutture strategiche come quelle energetiche. I processi di privatizzazione in questo settore hanno avuto l'inevitabile conseguenza che, da un lato gli operatori privati hanno privilegiato le scelte tecniche che richiedono minori investimenti iniziali e promettono utili a breve termine, senza tener conto delle "esternalità" come gli impatti a lungo termine su clima e salute, se non quando obbligati per legge, e dall'altro si sono mostrati molto esitanti a farsi carico, con la realizzazione di nuovi impianti nucleari, di una serie di rischi legati alla sicurezza ed alla gestione dei rifiuti, senza adeguate rassicurazioni pubbliche.

Oggi lo scenario è completamente cambiato: la crescita apparentemente senza limiti del prezzo del petrolio, ed al suo seguito anche del gas naturale e del carbone, i timori sulla stabilità ed affidabilità dei Paesi produttori che mettono a rischio la sicurezza degli approvvigionamenti

energetici, combinati con le crescenti preoccupazioni per il riscaldamento globale del Pianeta, hanno rilanciato in tutto il mondo un vasto interesse per l'energia nucleare da parte dei governi e delle imprese private, siano esse costruttrici di impianti o produttrici di energia.

Nel mondo, ad agosto 2005, erano in operazione 440 reattori nucleari, per una potenza di 368.000 MWe (pari a circa 6 volte l'intera potenza elettrica installata in Italia), e con una produzione nel 2004 di 2.619 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 25 nuovi reattori per una potenza di 19.000 MWe, in ordinazione o pianificati 39 reattori per 41.000 MWe, e proposti ulteriori 73 reattori per 58.000 MWe. Un ultimo dato significativo riguarda l'aumento della produzione elettronucleare nel mondo che, nonostante la stasi di nuovi ordini nel mondo occidentale, fra il 1990 ed il 2004 è stato di ben il 38%, principalmente dovuto alla realizzazione di nuovi impianti in Estremo Oriente ed al miglioramento della gestione e del funzionamento degli impianti esistenti. In effetti, nello stesso periodo temporale la capacità nucleare installata è aumentata da 327.600 a 366.300 MWe ed il fattore di disponibilità medio globale è passato dal 71,6 al 83,3% (fonte: *IAEA's Power Reactor Information System*).

A fronte di un raddoppio della richiesta di energia elettrica previsto a livello mondiale per il 2030, soprattutto a causa dei grandi Paesi in via di rapido sviluppo, e nell'ipotesi che si voglia ottemperare al Protocollo di Kyoto, il *World Energy Council* ritiene che l'unica risposta realistica sia pianificare una triplicazione della capacità nucleare entro il 2050. Ciò significa arrivare all'equivalente di una potenza elettrica installata pari a circa 1.000.000 MWe (anche se una parte dell'energia primaria di fonte nucleare potrebbe essere utilizzata direttamente per produrre idrogeno o dissalare acqua di mare). In tal modo, ad un secolo dalla prima reazione nucleare a catena controllata, la fonte nucleare potrebbe divenire la fonte primaria prevalente, a livello mondiale, per la produzione di energia elettrica (come già peraltro avviene oggi in Europa).

In questa prospettiva, a fronte degli attuali 368.000 MWe di origine nucleare, e tenuto conto della necessità di sostituire vecchi reattori per almeno 200.000 MWe, da ora al 2050 sarebbero da impostare e costruire reattori per oltre 800.000 MWe, il che significa 800 impianti con una potenza media unitaria di 1.000 MWe. Questo sarebbe possibile con un numero annuo di nuove centrali comparabile a quello che si realizzò nel periodo 1960-1980, ma con la considerazione aggiuntiva che a quei tempi non erano ancora presenti sul mercato realtà industriali in forte sviluppo come quelle della Cina e dell'India, che in prospettiva saranno in grado di realizzare autonomamente i propri programmi nucleari. Considerando un costo di investimento di circa 1500 euro/kW, si può intravedere un potenziale mercato ben superiore ai 1000 miliardi di euro. Ciò spiega le grandi manovre già in corso in ambito mondiale per alleanze ed acquisizioni nel settore dell'industria elettromeccanica e nucleare.

È poi interessante osservare che, anche negli scorsi anni di stasi negli ordinativi di nuovi impianti nucleari, la potenza effettiva, la capacità produttiva e la vita utile degli impianti in esercizio sono regolarmente migliorate, portando, solo per questo fatto, ad un incremento in alcuni Paesi della frazione della fonte nucleare nel mix delle fonti primarie per la produzione di energia elettrica. Questi risultati sono la conseguenza di un sistematico impegno nell'ottimizzazione delle procedure operative, nonché dell'ottima prova di durata e di affidabilità dimostrate dalla generalità degli impianti anche dopo un funzionamento di decenni.

Nel 1990 gli impianti nucleari in media avevano una producibilità²⁰ del 71%. Nel 2003, tale rapporto è arrivato all'81%. Inoltre, in USA, Belgio, Svezia, Germania, Svizzera, Spagna, Finlandia, per un gran numero di reattori è stato autorizzato un incremento di potenza nominale spesso superiore al 10%, ed in alcuni casi superiore al 20%. Questi provvedimenti equivalgono globalmente alla messa in linea di decine di nuove centrali di grande potenza.

Per quanto riguarda poi la vita utile degli impianti, essa era generalmente prevista non superiore ai 40 anni, ma nell'ultimo decennio accurate valutazioni ingegneristiche hanno stabilito

²⁰ Rapporto tra l'energia effettivamente prodotta e quella producibile in condizioni ottimali.

che per molti di essi tale vita poteva essere sensibilmente prolungata senza rischi; negli Stati Uniti per molti reattori la vita utile è già stata portata a 60 anni; in Giappone, si sta pensando di portarla anche a 70 anni. Queste decisioni sono anche dovute alla dimostrata possibilità di sostituire, ove necessario, componenti critici dell'impianto, come i generatori di vapore per i reattori ad acqua in pressione (PWR) ed i tubi in pressione per i reattori ad acqua pesante (CANDU).

La maturità dell'industria nucleare si può misurare anche dal tempo necessario per la loro costruzione che, per i grossi impianti già realizzati nei Paesi orientali e per quelli in costruzione in Europa, si è ridotta a circa 5 anni.

Tutti questi risultati costituiscono un grande vantaggio economico per i gestori degli impianti nucleari, in quanto sono ottenuti quasi senza nuovi investimenti, evitando la difficoltà di reperire nuovi siti per nuove centrali, e con la garanzia del rientro dagli investimenti in nuovi impianti in tempi brevi e prestabiliti.

Per quanto riguarda il combustibile nucleare – al momento principalmente costituito da isotopi dell'uranio – si pone il problema della sua disponibilità nel lungo periodo in uno scenario di crescente capacità nucleare installata. Mentre le riserve provate ed economicamente estraibili ad un costo fino ad 80 \$/kg ammontano a circa 2 milioni di tonnellate (Mt) – con le quali tutti i reattori esistenti potrebbero essere riforniti per altri 50 anni circa – a costi di 130 \$/kg si potrebbero aggiungere altri 3 Mt. In totale le risorse esistenti di uranio sono stimate fra 15 e 20 Mt (*The European Nuclear Society*). Peraltro, adottando un'opportuna strategia di ritrattamento e riciclo del combustibile irradiato e utilizzando reattori "fertilizzanti" a flusso neutronico "veloce", è possibile estrarre dall'uranio naturale all'incirca 100 volte in più di energia e, quindi, raggiungere una disponibilità di millenni per una potenza installata di 3 TWe (a fronte degli attuali 0,37 TWe). Se si utilizzassero reattori alimentati a torio (elemento più abbondante dell'uranio) la disponibilità di combustibile nucleare a lunghissimo termine sarebbe ancora maggiore.

La varietà delle strategie energetiche

Alcuni Paesi fanno un assegnamento quasi totale sulla produzione elettronucleare: la Francia per il 78% del fabbisogno di energia elettrica, la Lituania per il 72%, il Belgio per il 55%, la Slovacchia per il 55%, l'Ucraina per il 51%. Anche Paesi che a suo tempo avevano deciso un, sia pur graduale, abbandono del nucleare, ne sono tuttora fortemente dipendenti: la Svezia per il 52% e la Germania per il 32%.

Per quanto riguarda i nuovi reattori in costruzione, in ordinazione o pianificati, è per ora soprattutto l'Asia a dimostrare la massima dinamicità, con Cina, India, Giappone e Corea del Sud in testa; anche Russia e Ucraina non rinunciano al nucleare, nonostante l'incidente di Chernobyl. Per citare i programmi più significativi:

- la Cina prevede di aumentare la sua potenza elettronucleare installata dagli attuali 6.500 MWe a 36.000 MWe nel 2020;
- l'India, che attualmente ha circa 2.500 MWe nucleari installati, prevede di aumentare questa capacità di 10 volte al 2022, e di ben 100 volte a metà secolo;
- la Federazione Russa prevede di aumentare la sua potenza elettronucleare installata dagli attuali 22.000 MWe a 40.000-45.000 MWe nel 2020. Gli investimenti necessari dovrebbero, almeno in parte, provenire da Gazprom, che potrebbe così vendere proficuamente all'estero il gas naturale, invece di cederlo a prezzi "politici" per la produzione domestica di energia elettrica.

Di grande interesse sono le strategie energetiche a lungo termine del Giappone, messe a punto anche per ottemperare ai vincoli posti dal Protocollo di Kyoto. In questa prospettiva, nel 2004 l'*Atomic Industrial Forum* giapponese ha preparato uno scenario per l'energia nucleare in Giappone fino al 2050, nell'ipotesi che la popolazione si riduca naturalmente del 20%, sia pure a pari prodotto interno lordo, e che si voglia ottenere una riduzione del 60% nelle emissioni di anidride carbonica; la potenza nucleare installata dovrebbe allora essere portata a 90.000 MWe, cioè il doppio rispetto

all'attuale, arrivando quindi al 60% della produzione elettrica totale. In più, si prevede la produzione di circa 20.000 MW-termici di calore di origine nucleare per la produzione di idrogeno; si ritiene, infatti, che l'idrogeno potrà costituire il vettore energetico per il 10% di tutta l'energia consumata, e che il 70% di esso dovrà provenire da impianti nucleari.

Per quanto riguarda gli Stati Uniti d'America, l'esigenza di incrementare il contributo dell'energia nucleare al bilancio energetico deriva da queste considerazioni: nell'ipotesi di un incremento del consumo energetico totale dell'1,5% annuo dal 2001 al 2025, esso passerebbe da 103 a 147 Exajoules (oltre il 40% in più). Poiché le risorse nazionali, in gran parte carbone e gas naturale, non potranno crescere più dello 0,9% annuo, la dipendenza dalle importazioni di fonti fossili crescerebbe dal 27% al 35%. L'Amministrazione USA intende quindi accrescere l'apporto di energia elettronucleare al di sopra dell'attuale 20%, sia attivando a breve ordinativi per impianti avanzati ad acqua leggera (di cosiddetta III generazione), sia procedendo rapidamente coi progetti di IV generazione, che dovranno assicurare una sostenibilità dell'energia nucleare anche a lunghissimo termine (v. capitolo 6). L'8 agosto 2005 il presidente Bush ha promulgato la nuova legge per l'energia che, tra l'altro, prevede il rinnovo per 20 anni del *Price-Anderson Act* relativo ad una superassicurazione per i gestori degli impianti nucleari e uno stanziamento di circa 6 miliardi di dollari ripartiti in:

- mutui agevolati per la realizzazione di nuovi impianti, fino all'80% del costo del progetto;
- contributi al kWh di origine nucleare – per i primi 6.000 MW elettrici di nuova capacità nucleare installata – equiparati a quelli già in vigore per le energie rinnovabili;
- rimborsi al 100% per eventuali ritardi dovuti alle procedure di certificazione da parte della *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) per la realizzazione dei primi 6 reattori di nuova concezione;
- circa 3 miliardi di dollari per ricerca e sviluppo, incluso 1,25 miliardi di dollari per la costruzione ad Idaho Falls di un impianto nucleare di nuovo tipo (il *Next Generation Nuclear Plant* o NGNP) dedicato alla produzione di idrogeno ed allo sviluppo di tecnologie nel campo del ritrattamento e trasmutazione dei rifiuti radioattivi.

Il reattore da costruire ad Idaho Falls rientra nell'iniziativa internazionale per i reattori di quarta generazione (*Generation IV International Forum*: v. capitolo 6). Un impianto pilota dimostrativo è previsto per il 2020. Gli obiettivi per un NGNP commerciale sono: costo dell'elettricità a meno di 1,5 cUS\$/kWh, idrogeno a meno di 40 cUS\$ per litro di benzina equivalente, costo capitale sotto i 1000 US\$/kW riducibili fino alla metà.

Sempre nell'estate 2005, poi, sono state rese note due iniziative internazionali promosse dagli USA, le quali potranno assumere un ruolo di grande rilevanza nell'evoluzione delle strategie nucleari in Asia, non soltanto sul versante civile ma anche su quello militare, ed aprire vaste prospettive all'industria americana.

La prima è un accordo tra USA, Australia, Cina, India e Corea del Sud, ai quali si è subito aggiunto il Giappone, inteso allo sviluppo su larga scala di efficaci nuove tecnologie per la produzione di energia e la salvaguardia dell'ambiente, quali la combustione di combustibili fossili con sequestro dell'anidride carbonica, e, soprattutto, i reattori nucleari di nuova generazione. La seconda iniziativa è un accordo tra USA ed India per lo sviluppo delle tecnologie nucleari a scopi civili. Come si ricorderà, l'India non aveva a suo tempo aderito al Trattato di Non Proliferazione (TNP) delle armi nucleari, coerentemente con la decisione di procedere in proprio al loro sviluppo e dispiegamento; ciò ha comportato la sua esclusione dal trasferimento di tecnologie e materiali nucleari anche per usi civili da parte dei Paesi firmatari del TNP, e la costrizione ad uno sviluppo autonomo di un complesso sistema integrato civile-militare di tecnologie nucleari. I reattori attualmente in funzione in India sono in buona parte costruiti in proprio ma, pur essendo una

decina, non superano una potenza totale di 2.500 MWe. Evidentemente, per rendere credibili gli ambiziosi traguardi sopra riportati (250.000 MWe di potenza nucleare installata al 2050), il governo indiano ha ritenuto indispensabile addivenire a questo accordo, di fatto rinunciando alla piena autonomia anche per gli aspetti militari.

Per quanto riguarda l'Unione Europea, il Libro Verde sull'energia – *Verso una strategia europea per la sicurezza degli approvvigionamenti energetici* – pubblicato nel 2002 dalla Commissione Europea, a fronte di un aumento del fabbisogno energetico globale del 40-50% tra il 2000 ed il 2020, riteneva di farvi fronte con il risparmio (anche ottenuto con l'imposizione fiscale), con le energie rinnovabili e con un forte aumento delle importazioni di gas naturale dall'Algeria e dalla Siberia. Ciononostante, la dipendenza dal petrolio resterebbe, come ora, al 40% circa. In tale quadro, il Libro Verde non solo lascia aperto il dibattito in Europa sull'opzione nucleare ma avvia un'analisi sul contributo a medio termine dell'energia nucleare.

In realtà, ogni Paese europeo segue una sua strada. Di speciale significato è il caso della Finlandia che, dopo un approfondito e sofferto dibattito, nel 2002 ha deciso la costruzione della sua quinta centrale nucleare. Non disponendo, infatti, di sufficienti energie alternative (né sole né vento adeguati) ed intendendo ottemperare al Protocollo di Kyoto, l'unica soluzione ritenuta realistica dai finlandesi è risultata quella di portare dall'attuale 30% fin quasi al 50% la frazione di energia elettrica di origine nucleare. Il 18 dicembre 2003 è stato firmato, con la francese Areva e la tedesca Siemens, il contratto per la costruzione di un nuovo *European Pressurized-Water Reactor* (EPR) da 1.600 MWe.

Anche la Francia ha annunciato la decisione di costruire a Flamanville, in Normandia, il suo primo reattore EPR. Tali reattori, di III generazione, potranno gradualmente sostituire il vastissimo parco di reattori attualmente in esercizio, via via che arriveranno a fine vita. Alla costruzione ed alla gestione di questo impianto partecipano anche società elettriche tedesche e l'italiana ENEL per il 12,5% dell'investimento complessivo. La Francia, quindi, intende confermare e rafforzare il proprio ruolo di "bastione energetico" dell'Europa.

La Svezia - che a suo tempo con un referendum aveva stabilito di chiudere gradualmente in questi anni le sue 12 centrali nucleari - di fatto ha chiuso solo la centrale più vicina alla Danimarca. In cambio questa ed altri Paesi vicini le forniscono altrettanta energia, ma in buona parte prodotta con centrali a carbone; è stato quindi facile per i servizi sanitari svedesi stimare il numero di tumori al polmone e di malattie asmatiche da polveri sottili che ogni anno si aggiungono a causa della chiusura di quella centrale nucleare. Intanto l'opinione pubblica svedese appare in sempre maggior misura favorevole all'energia nucleare.

La Germania ha approvato una legge per l'uscita graduale dal nucleare, concedendo però in media ad ogni centrale una vita utile equivalente a 32 anni a pieno regime. Nel frattempo i pianificatori studiano come sostituire i 20.000 MWe attualmente forniti dalle centrali nucleari, evitando l'uso di fonti fossili. La prima ipotesi è stata quella eolica, particolarmente conveniente sulle coste del Mare del Nord. Tuttavia, per sopperire alle attuali centrali nucleari, occorrerebbe costruire almeno 30.000 torri alte un centinaio di metri e con pale rotanti di decine di metri. Poiché nessun *Land* accetterebbe mai di ospitarle, si è considerata l'ipotesi di costruirle su lunghe isole artificiali realizzate sui bassi fondali del Mare del Nord; tale ipotesi ha suscitato l'opposizione degli ecologisti e degli animalisti. In Gran Bretagna e Spagna, anche se non si sono prese decisioni definitive, è prevedibile che alla fine della vita delle attuali centrali nucleari (in molti casi prolungata rispetto a quanto originariamente previsto) si riprenderà a costruirne di nuove.

Ciclo del combustibile e gestione dei rifiuti radioattivi

In attesa dei reattori di quarta generazione a spettro neutronico veloce²¹ accoppiati ad un ciclo del combustibile chiuso (v. capitolo 6), la quantità di scorie ad alta radiotossicità e a lunga vita, prodotte dai reattori in esercizio o in via di costruzione (generazione II e III) che vengono operati in ciclo “aperto” (cioè senza “riprocessare” il combustibile), continuerà ad aumentare allo stesso ritmo attuale, se non a ratei maggiori nel caso di massiccia diffusione dell’energia nucleare soprattutto nei Paesi in via di sviluppo. Tale scenario pone, in maniera sempre più decisa, il problema della gestione dei rifiuti radioattivi.

Il citato Libro Verde dell’Unione Europea, evidenziando l’importanza dell’energia nucleare in Europa, afferma che l’industria nucleare è in grado di gestire l’intero ciclo del combustibile nucleare, ad eccezione dei rifiuti radioattivi. Per questo motivo il Libro Verde afferma che la ricerca “focalizzata sulla gestione dei rifiuti deve continuare”.

La gestione e lo smaltimento dei rifiuti radioattivi a *vita breve*, che devono essere isolati dall’ambiente per alcune centinaia di anni (300-700), non presentano particolari problemi tecnici, quanto piuttosto organizzativi e “socio-politici” (ad es. l’accettabilità dei siti di smaltimento).

Al contrario, la gestione dei rifiuti radioattivi a *vita lunga*, comprendenti il combustibile nucleare esaurito, è stata oggetto, a livello internazionale, di accesi dibattiti tecnici, organizzativi e “sociali” ed è tuttora oggetto di una vasta attività di ricerca di base ed applicata, diretta, oltre che alla messa a punto di processi, anche alla riduzione dei volumi dei rifiuti prodotti.

Il combustibile esaurito costituisce il principale contributo, in termini di radiotossicità, ai rifiuti radioattivi a vita lunga. In Europa, a fronte di 135.000 MW elettrici installati, si ha una produzione annua di circa 2.700 tonnellate di combustibile esaurito, che contiene circa 27 t di plutonio, 3,8 t di attinidi minori – nettunio, americio e curio – e 3,2 t di prodotti di fissione a lunga vita. Le quantità di combustibile esaurito stoccate ed in attesa di sistemazione definitiva sono ingenti (circa 12.000 tonnellate in Francia, 6.500 tonnellate in Germania, 29.000 tonnellate negli USA e 20.000 tonnellate in Canada). In particolare, gli attinidi minori costituiscono, se rilasciati all’ambiente, un grande pericolo per gli organismi viventi e, pertanto, per una corretta gestione occorre isolarli dalla biosfera per lunghi periodi (milioni di anni).

Il riprocessamento del combustibile esaurito seguito dallo smaltimento definitivo in strutture profonde geologicamente stabili o il suo smaltimento diretto in depositi geologici sono attualmente le soluzioni accettate e perseguite in molti Paesi, a seconda delle diverse *policy* nazionali di gestione del ciclo del combustibile. Tuttavia, lo smaltimento geologico con tempi di confinamento fino a centinaia di migliaia di anni, seppur tecnologicamente sostenibile, è alquanto oneroso finanziariamente e, come noto, pone rilevanti problemi di accettabilità sociale, che potrebbero diventare critici qualora un ulteriore sviluppo dell’energia nucleare comportasse un proporzionale aumento dei siti di stoccaggio. Per avere un’idea delle dimensioni del problema, con riferimento alla situazione degli Stati Uniti, si stima che gli attuali reattori in esercizio produrranno nel corso della loro vita oltre 90.000 tonnellate di residui radioattivi ad alta attività, quantità che eccede la capacità del deposito geologico federale di Yucca Mountain nel Nevada. Si stima che, anche con una modesta crescita dell’attuale capacità di generazione nucleare negli USA, sarebbe necessaria ogni 30 anni la costruzione di un nuovo deposito delle dimensioni di quello di Yucca Mountain.

È evidente, quindi, che esistono forti incentivi alla ricerca di tecnologie che, attraverso processi di separazione e trasmutazione degli elementi radioattivi a vita lunga in elementi a vita breve, permettano di ridurre fortemente i volumi, i tempi di confinamento (da più di 100.000 anni a circa 700 anni), la radiotossicità ed il carico termico delle scorie radioattive, al fine di limitare quanto più possibile l’onere finanziario e sociale della loro gestione e l’aumento significativo del numero dei siti di stoccaggio definitivo. Programmi di ricerca e sviluppo di cicli del combustibile avanzati, che comprendono processi di separazione e trasmutazione mediante sistemi nucleari a spettro neutronico veloce critici e/o sottocritici, sono stati avviati da tempo in vari Paesi (Europa,

²¹ I primi esemplari di reattori veloci di quarta generazione saranno disponibili non prima del 2030-2040.

Stati Uniti, Giappone ecc.). Tutti questi programmi – che mirano ad un migliore sfruttamento del combustibile nucleare e, nel contempo, ad una riduzione dei rifiuti radioattivi e dei requisiti tecnici del deposito geologico definitivo – stanno entrando in una fase di valutazione tecnico-economica delle diverse opzioni e di definizione di una *roadmap* per l'implementazione delle varie tecnologie associate (processi di separazione spinti, fabbricazione di combustibile con alte percentuali di attinidi minori, sviluppo di “trasmutatori” critici e sottocritici a spettro veloce ecc.).

1.4.1.2 Le politiche energetiche europee

L'attività normativa e di indirizzo in materia energetica del Parlamento e del Consiglio Europeo nell'arco dell'ultimo anno registra alcune novità di rilievo soprattutto in relazione ai temi della sicurezza degli approvvigionamenti, della sicurezza nucleare, del sostegno alle fonti rinnovabili e del risparmio energetico.

Sicurezza degli approvvigionamenti

La *direttiva 2004/67/CE* del Consiglio, concerne misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale. La direttiva si pone come una risposta al problema di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti in un mercato interno europeo dove non vi è un unico operatore che possa farsi carico di tale problema e un'industria fatta di molteplici operatori non è in grado di offrire sufficienti garanzie in tale senso. La direttiva dunque stabilisce un quadro comune per la definizione, a livello di singolo Stato, di politiche trasparenti, solidali, non discriminatorie e compatibili con un mercato concorrenziale del gas. In particolare essa si pone il problema di tutelare gli utenti domestici in caso d'interruzioni parziali e previste delle forniture, in caso di temperature estremamente basse in periodi di punta o situazioni di domanda eccezionalmente alta durante i periodi climatici più freddi. Gli Stati possono scegliere di estendere l'applicazione della direttiva ad altre categorie d'utenti “deboli” (piccole e medie imprese), fissare obiettivi minimi con le imprese per lo stoccaggio di gas o adottare misure per la sicurezza dell'approvvigionamento in collaborazione con altri stati membri. La direttiva deve essere recepita nella legislazione di ciascuno Stato membro entro il 19 maggio 2006. La Commissione Europea mantiene prerogative di sorveglianza sui sistemi di sicurezza messi in essere dai vari Stati, anche sulla base delle relazioni da essi presentate periodicamente.

Sicurezza nucleare

Il *Regolamento della Commissione (Euratom) n. 302/2005 dell'8 febbraio 2005* riguarda l'applicazione del controllo di sicurezza dell'Euratom. Tale regolamento mira a rafforzare le garanzie relative al controllo dell'uso di materiali nucleari. I suoi principali elementi sono: l'inclusione di articoli e annessi riguardanti la resocontazione in base ai Protocolli Aggiuntivi; criteri sulla resocontazione sulle scorie, incluse definizioni chiare sulle categorie di scorie; le deroghe alla resocontazione nel caso d'installazioni che ospitano materiali di valore strategico inferiore; un nuovo formato di resocontazione e l'uso del grammo come sola unità di misura.

Risparmio energetico

La *direttiva 2004/8/CE* del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004, riguarda la promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia. Tale direttiva si iscrive nel contesto degli obiettivi comunitari di miglioramento dell'efficienza energetica in tutti i settori, e con quello di garantire la trasparenza nel mercato interno dell'energia elettrica (già sancito dalla direttive 2003/54/CE sulla produzione, trasmissione e distribuzione di elettricità nel mercato interno) anche là dove regimi di trattamento preferenziali di certi tipi di energia elettrica siano messi in opera. A tal fine la direttiva introduce un sistema, condiviso ed ufficialmente riconosciuto dagli Stati membri, di definizioni e di criteri che permettano di certificare l'origine dell'elettricità prodotta in impianti a cogenerazione ad alto

rendimento. L'obiettivo di tale certificazione è quello della facilitazione degli scambi di tale elettricità anche fra Stati dell'Unione Europea e, in prospettiva, di fornire un quadro normativo chiaro per creazione di regimi di sostegno a questo tipo di prodotto in ciascun Paese.

Il 22 giugno 2005, la Commissione Europea ha adottato un nuovo *Libro Verde sull'Efficienza Energetica – Fare di più con meno energia [COM(2005) 265]*.

Il Libro Verde individua nei Paesi membri dell'Unione un potenziale economico e non sfruttato di risparmio energetico di almeno il 20% dei consumi correnti (60 miliardi €/anno) e propone di invertire la tendenza alla continua crescita dei consumi energetici. Esso inoltre analizza strozzature e ostacoli all'uso di tale potenziale e tenta di lanciare un processo per identificare e mettere in atto misure che permettano di realizzarlo.

Il documento ribadisce che esistono ottime ragioni per utilizzare tale potenziale: da quelle relative alla competitività, alla protezione ambientale, fino alla sicurezza degli approvvigionamenti. Inoltre considera che almeno metà di tale potenziale potrebbe essere realizzato attraverso la trasposizione e piena attuazione della legislazione già adottata dai Paesi membri sull'efficienza energetica negli edifici e nelle apparecchiature domestiche, sulla progettazione eco-compatibile di tali apparecchiature ecc. Sostiene poi che il restante 50% del potenziale di risparmio potrebbe essere ottenuto attraverso nuove misure come:

- l'introduzione di piani annuali d'azione per l'efficienza energetica;
- una maggiore informazione dei cittadini;
- l'uso di sistemi d'appalti pubblici per l'acquisto d'apparecchi e sistemi energetici ad alta efficienza;
- sussidi pubblici più mirati;
- metodi di tassazione e di tariffazione più efficaci per assicurarsi che il principio per cui chi inquina paga sia effettivamente rispettato;
- sistemi di certificati d'efficienza energetica;
- sviluppo d'accordi sull'uso di autoveicoli;
- l'estensione della direttiva sull'efficienza energetica negli edifici;
- lo sviluppo di nuovi strumenti di finanziamento.

Il Libro Verde individua misure applicabili in quasi tutti i settori d'attività economica (dalla produzione all'uso finale d'energia, dall'industria ai servizi, dal settore residenziale ai trasporti) e una vasta gamma di soggetti ed attori interessati (dai decisori ai vari livelli nazionale, regionale e locale, alle istituzioni internazionali, alle banche, dai consumatori agli industriali). Il Libro Verde rappresenta un punto di partenza per una serie di nuove proposte che la Commissione s'impegna a produrre riguardo a nuove misure, strumenti, leggi e regolamenti atti a perseguire l'obiettivo di un maggiore risparmio e di una maggiore efficienza energetica per i paesi dell'Unione.

Uno dei primi risultati di tale documento è stata la presentazione al Parlamento Europeo di una proposta di direttiva sull'efficienza negli usi finali d'energia e nei servizi energetici. La proposta mira alla fissazione di obiettivi specifici di risparmio energetico per i Paesi membri, per i periodi 2006-09, 2009-12, e 2012-15 (rispettivamente, 3%, 4% e 4,5%). La proposta è stata già appoggiata dal Parlamento nella seduta del 7 giugno 2005, con alcuni emendamenti miranti alla definizione di un modello più flessibile ma anche alla fissazione di obiettivi più rigorosi di risparmio, sia per i Paesi nel loro insieme sia per le pubbliche amministrazioni. La flessibilità riguarderebbe la fissazione di obiettivi differenziati per Paese ma essi risulterebbero comunque vincolanti. La proposta prefigura un ruolo molto più attivo che in passato per i governi nazionali nel perseguire l'efficienza energetica a tutti i livelli: dall'uso di questo criterio nell'assegnazione d'appalti pubblici alla disseminazione di un'informazione più efficace sulle possibilità e le tecnologie di risparmio energetico, alla verifica che i distributori d'energia offrano servizi d'informazione sull'efficienza energetica ai loro clienti.

1.4.1.3 Gli sviluppi della legislazione in materia energetica in Italia

Le più importanti novità legislative in materia energetica registratesi nell'ultimo anno in Italia riguardano principalmente tre aree: i combustibili e i biocarburanti; la produzione d'elettricità da rinnovabili ed il risparmio energetico.

Combustibili e biocarburanti

Il 27 aprile 2005 è stato pubblicato il *decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66*, che dà attuazione alla *direttiva 2003/17/CE relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel*. Il decreto, allo scopo di meglio tutelare la salute dei cittadini e l'ambiente stesso, fornisce le specifiche tecniche relative ai combustibili, benzina e gasolio, per i veicoli a motore. Innanzitutto vieta l'ulteriore commercializzazione di benzina senza piombo avente un tenore di zolfo superiore ai 50 mg/kg. Il vincolo si abbassa ad un tenore di zolfo massimo di 10 mg/kg per la benzina commercializzata dopo il 1/1/2009. Il decreto consente, entro limiti molto ristretti, la commercializzazione di benzina con un contenuto di piombo non superiore a 0,15 g/l, destinata alle auto storiche. Identici limiti per lo zolfo si applicano al gasolio da autotrazione (commercializzabile fino alla fine 2008 quello con contenuto di zolfo fino a 50 mg/kg; dal 1/1/2009 solo quello con tenore di zolfo fino 10 mg/kg). Standard più severi possono essere imposti con decreto del Presidente del consiglio (e previa autorizzazione della Commissione Europea), per combustibili destinati all'uso in veicoli speciali o in aree territoriali critiche ai fini della protezione della salute o dell'ambiente. Contemporaneamente, il decreto prevede che, per periodi di un massimo di 6 mesi, standard meno severi possano essere adottati (con analogo procedura) per venire incontro a temporanee difficoltà dei produttori dovute ad eventi eccezionali. Il decreto stabilisce un sistema d'accertamenti di conformità dei combustibili e di sanzioni per i gestori inadempienti di depositi di commercializzazione o d'impianti di distribuzione.

Il *decreto legislativo 30 Maggio 2005, n. 128*, in attuazione della *direttiva 2003/30/CE sull'uso di biocarburanti o altri carburanti rinnovabili nei trasporti* ha la finalità di promuovere l'uso di tali carburanti rinnovabili in sostituzione di carburante diesel o benzina nei trasporti, e ciò per contribuire agli obiettivi nazionali sia in materia di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, sia in materia di sicurezza degli approvvigionamenti che per promuovere le fonti rinnovabili. Il Decreto parte dalla definizione di biocarburanti per poi passare all'indicazione di obiettivi prefissati, calcolati sulla base del tenore energetico, d'immissione al consumo di tali prodotti, espressi come percentuale sul totale dei carburanti diesel e benzina nei trasporti immessi al consumo nel mercato italiano. Tali obiettivi sono:

- dell'1% entro il 31 dicembre 2005;
- del 2,5% entro il 31 dicembre 2010.

Il decreto rinvia all'art. 1 della legge 311, del 30 dicembre 2004, per le norme di prima promozione di tali biocarburanti, fino al 2007, ed estende all'incentivazione di colture dedicate alla produzione di biocarburanti i provvedimenti di incentivazione di cui all'art. 5 del decreto legislativo del 29 dicembre 2003, n. 387 (attuazione della direttiva sulla promozione dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili). Le attività di ricerca e sviluppo sui biocarburanti sono affidate all'ENEA nell'ambito dell'accordo di programma, ma senza oneri aggiuntivi per lo Stato. Entro il 12 gennaio 2006 il Ministero delle Attività Produttive (MAP), con il Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio (MATT) ed il Ministero delle Politiche Agricole e Forestali (MPAF) dovranno avviare un programma di valutazione del bilancio ecologico dei biocarburanti, soprattutto per la parte che riguarda un loro uso in miscele superiori al 5% in veicoli non adattati ed il rispetto della normativa sulle emissioni. Le miscele con un contenuto di biodiesel inferiore al 5% potranno essere immesse al consumo di utenti sia extra-rete che in rete, mentre quelle con un contenuto superiore potranno essere immesse al consumo presso utenti extra rete a condizione che siano utilizzate in veicoli omologati per tale uso. Il contenuto di biodiesel nelle miscele da avviare al consumo presso utenti

in rete può essere incrementato con decreto del Ministero dell'Economia, di concerto con il MAP, il MATT ed il MPAF, sulla base di risultati delle valutazioni di cui sopra. Tuttavia, ove tale percentuale superi il 5%, il rivenditore deve esporre idonea etichettatura del prodotto in vendita.

L'elettricità da fonti rinnovabili

Ai sensi dell'art. 7 del decreto legislativo del 29 Dicembre 2003, n. 387, il *decreto 28 luglio 2005 (GU n. 181 del 5/8/2005)* emanato dal MAP indica criteri per l'incentivazione della produzione d'energia elettrica mediante conversione fotovoltaica da fonte solare, coerenti con le norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (direttiva 2003/54/CE).

Il decreto incentiva l'installazione di 100 MW d'impianti fotovoltaici, e si pone come obiettivo da raggiungere i 300 MW al 2015. Gli incentivi verranno concessi in conto energia (sostituendo lo schema d'incentivazione finora utilizzato che faceva leva sulla concessione di contributi in conto capitale), arriveranno cioè con l'energia prodotta il cui surplus può essere venduto alla rete elettrica a tariffe incentivanti. In Italia ad oggi sono installati poco più di 20 MW "solari". Di questi 20 MW solo la metà è funzionante. Nel passato si sono avute altre iniziative, come i 10.000 tetti fotovoltaici, che sono state incentivate con un finanziamento agli impianti e che per lo più hanno visto coinvolte le amministrazioni locali. Il nuovo progetto favorisce l'uso della tecnologia fotovoltaica oltre che al pubblico anche alle famiglie, ai condomini e ai privati che potranno installare impianti con procedure semplificate.

Il decreto indica i requisiti dei soggetti (produttori d'elettricità in impianti fotovoltaici) che possono beneficiare dell'incentivazione e fra questi ammette a godere di tali benefici tutti quelli che presentano richiesta di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta dagli impianti stessi. I requisiti tecnici minimi per godere di tali incentivi riguardano la potenza nominale degli impianti (compresa fra un minimo di 1 kW e un massimo 1000 kW) collegati in rete ed entrati in esercizio (a seguito di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento) dopo il 30 settembre 2005. Il decreto distingue due categorie principali d'impianti secondo la potenza nominale installata: < 20 kW e >20 kW. I primi beneficiano della disciplina dell'art. 6 del decreto legislativo del 29 dicembre 2003, n. 387, ed hanno diritto ad una tariffa di 0,445 euro/kWh per un periodo di 20 anni se la domanda è stata inoltrata nel 2005 e nel 2006. Essi hanno diritto ad una tariffa leggermente inferiore (decurtata cioè del 2%), sempre per 20 anni, se la domanda è stata inoltrata dopo il 2006. Al termine del periodo indicato, tornano ad applicarsi le disposizioni dell'art. 6 della 387.

Per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore ai 20 kW ma inferiore ai 50 kW, l'elettricità prodotta ed immessa in rete è ritirata alle condizioni fissate dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) ai sensi dell'art 13 del DLgs 29 dicembre 2003, n. 387, ma in aggiunta a ciò ha diritto ad una tariffa incentivante di 0,460 euro/kWh per un periodo di 20 anni se la domanda è stata inoltrata nel 2005 e nel 2006. Essa invece ha diritto ad una tariffa leggermente inferiore (decurtata cioè del 2%), sempre per 20 anni, se la domanda è stata inoltrata dopo il 2006.

Infine per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore ai 50 kW ma inferiore ai 1000 kW, l'elettricità prodotta ed immessa in rete ha diritto ad una tariffa incentivante di 0,490 euro/kWh per un periodo di 20 anni se la domanda è stata inoltrata nel 2005 e nel 2006, mentre invece ha diritto ad una tariffa inferiore del 2%, sempre per 20 anni, se la domanda è stata inoltrata dopo il 2006. Al termine del periodo indicato, tornano ad applicarsi le disposizioni dell'art. 13 della 387.

Domande per accedere alle tariffe incentivanti per nuovi impianti devono essere presentate entro scadenze trimestrali predeterminate e secondo una procedura indicata nell'art. 7 del Decreto 28/7/05. La procedura per l'esame delle domande e l'attribuzione delle tariffe incentivanti è definita nello stesso articolo. L'art. 8 invece specifica gli obblighi del soggetto richiedente e relativi alla realizzazione dell'impianto.

Il risparmio energetico

Il 2 maggio 2005 il Gestore del Mercato Elettrico (GME) e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno definito le *regole di funzionamento del mercato dei Titoli d'Efficienza Energetica (TEE)*,

denominati anche "certificati bianchi". Il meccanismo disegnato dai decreti ministeriali del luglio 2004 per promuovere il risparmio energetico e l'impiego delle fonti rinnovabili negli usi finali d'energia, concorrendo per tale via anche al conseguimento degli obiettivi di Kyoto, non era di fatto operativo per l'assenza di regole di certificazione e di scambio dei risparmi energetici ottenuti. La nuova sede di scambio, organizzata e gestita dal GME sulla base delle regole definite d'intesa con l'Autorità, contribuirà al suo funzionamento. Attraverso il mercato dei TEE, i soggetti obbligati al conseguimento d'obiettivi specifici di risparmio energetico definiti dall'Autorità (distributori d'energia elettrica e gas con non meno di 100.000 clienti finali a fine 2001) avranno la possibilità di soddisfare i loro obblighi acquistando titoli d'efficienza energetica dalle società operanti nel settore dei servizi energetici e dalle società controllate dai distributori d'energia elettrica e di gas naturale accreditate dall'Autorità, ovvero da altri distributori. In alternativa al ricorso all'acquisto di titoli d'efficienza energetica nel mercato organizzato, i distributori soggetti agli obblighi di risparmio energetico definiti dall'Autorità possono sviluppare direttamente – in proprio o con la collaborazione di soggetti terzi – interventi di risparmio energetico a beneficio dei consumatori finali (ottenendo in tal modo l'emissione a proprio favore di titoli d'efficienza energetica attestanti i risparmi conseguiti), ovvero acquistare titoli attraverso contratti bilaterali. I titoli d'efficienza energetica saranno emessi dal GME su richiesta dell'Autorità e dopo accurata verifica e quantificazione dei risparmi energetici conseguiti attraverso progetti realizzati sui consumatori finali. Ogni titolo certifica il conseguimento di risparmi d'energia primaria pari ad una tonnellata equivalente di petrolio. Il mercato organizzato dal GME garantirà trasparenza nella formazione dei prezzi e sicurezza degli scambi. Gli operatori hanno dunque la possibilità di scegliere tra lo sviluppo diretto di progetti di risparmio energetico, l'acquisto di titoli nel mercato organizzato o attraverso la contrattazione bilaterale, il che favorirà il conseguimento degli obiettivi di risparmio definiti dai decreti ministeriali 2004 al minimo costo possibile.

Il 19 agosto 2005 è stato approvato il *decreto legislativo n. 192 recante "Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia"*.

Come si ricorderà, la direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico degli edifici, oltre a trattare in modo integrato tutti gli aspetti dell'efficienza energetica nel settore residenziale e terziario, responsabile di 1/3 del fabbisogno energetico complessivo nell'UE, introduceva:

- un metodo di calcolo del rendimento energetico;
- norme minime di rendimento per edifici nuovi e in ristrutturazione;
- un sistema di certificazione degli edifici;
- norme per l'ispezione regolare di caldaie e impianti di condizionamento.

Il DLgs 192 traspone tale direttiva nella legislazione nazionale, disciplinando gli aspetti sopraccitati, al fine di promuovere l'uso razionale dell'energia, e delega alle Regioni ed agli Enti Locali la predisposizione di programmi, interventi e strumenti volti all'attuazione delle nuove norme fissate dal DLgs stesso.

Il decreto si applica agli edifici di nuova costruzione e a quelli oggetto di ristrutturazione: per questi ultimi l'applicazione della normativa è graduale in relazione al tipo d'intervento in atto. Restano esclusi dall'ambito d'applicazione gli edifici inclusi fra i beni culturali e del paesaggio, i fabbricati industriali, artigianali ed agricoli quando gli ambienti siano riscaldati per esigenze produttive o utilizzando cscami energetici non utilizzabili diversamente, e i fabbricati isolati di superficie inferiore ai 50 m².

La fissazione dei criteri generali e delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche, o i requisiti professionali degli esperti incaricati della certificazione degli edifici sono rinviati ad appositi decreti del Presidente della Repubblica, da predisporre entro 120 dalla data d'entrata in vigore del decreto. Il MAP promuoverà iniziative ed accordi di cooperazione con CNR ed ENEA per l'attuazione dei decreti di cui sopra. Entro un anno dall'entrata in vigore del decreto gli edifici di nuova costruzione o interamente ristrutturati saranno dotati di un apposito attestato di

certificazione energetica. La certificazione stessa per gli appartamenti di un condominio può fondarsi sia sulla valutazione dell'appartamento interessato che su una certificazione comune dell'intero edificio o sulla valutazione di un altro appartamento dello stesso condominio e della stessa tipologia. L'attestato ha una validità massima di 10 anni a partire dalla data di rilascio e deve essere aggiornato ad ogni intervento di ristrutturazione che modifichi la prestazione energetica dell'edificio. Linee guida nazionali per la certificazione energetica dovranno essere predisposte dal MAP di concerto con il MATT e il Ministero delle Infrastrutture e i Trasporti.

Il decreto demanda ai comuni le funzioni di controllo della conformità delle opere con la documentazione progettuale, d'accertamento ed ispezione tecnica, anche avvalendosi di esperti esterni qualificati. Alle Regioni e Province Autonome è invece demandata la funzione di:

- monitoraggio delle tendenze negli usi energetici finali in edilizia e raggiungimento degli obiettivi;
- analisi e valutazione dell'impatto della legislazione sul mercato immobiliare regionale;
- studio degli scenari evolutivi sulla domanda e offerta regionale d'energia per il settore civile;
- trasmissione delle informazioni al MAP ed al MATT, per aiutarli a produrre un quadro conoscitivo unitario per tutto il territorio nazionale.

Il decreto prevede anche la predisposizione da parte del MAP di una serie di misure d'accompagnamento, da realizzarsi in sinergia con le amministrazioni regionali, destinate a migliorare l'informazione, educazione e formazione al risparmio energetico di cittadini, operatori ed utenti. Particolare importanza riveste la formazione professionale di esperti qualificati ed indipendenti cui affidare gli accertamenti e le ispezioni sugli edifici. Infine è prevista una serie di sanzioni pecuniarie o disciplinari per i progettisti che rilasciano certificati non veritieri, per gli operatori, proprietari o conduttori che non ottemperano con la nuova normativa.

1.4.1.4 Il nucleare nella politica energetica italiana: recenti sviluppi e considerazioni

Le precedenti sezioni hanno presentato alcuni elementi fattuali ed alcuni scenari sullo sviluppo del nucleare nel mondo ed in Europa.

Per quanto riguarda l'Italia – a fronte della legge sulla ristrutturazione del settore energetico nazionale, pubblicata nell'agosto 2004, che consente ai produttori di elettricità italiani di realizzare ed operare impianti energetici, inclusi quelli nucleari, localizzati all'estero – va ricordata l'acquisizione da parte di ENEL del 66% del capitale di *Slovenske Electrarne* (Repubblica Slovacca) che dispone, in particolare, di sei reattori nucleari VVER raffreddati ad acqua di concezione russa da 440 MWe ciascuno, per un totale di 2.640 MWe. Nel corso del 2005 ENEL ha inoltre siglato un accordo con la francese EDF per l'acquisizione di una quota produttiva di 200 MWe del nuovo impianto EPR da 1.600 MWe da realizzare a Flamanville in Normandia. Ansaldo Energia ha acquisito nel 2003 un contratto per il completamento dell'Unità 2 di Cernovoda (Romania) e partecipa attualmente allo studio di fattibilità per la realizzazione della terza unità. Recentemente Finmeccanica, a partire dalla Divisione Nucleare di Ansaldo Energia, ha dato vita ad Ansaldo Nucleare S.p.A. la quale avvierà accordi e connessioni con aziende europee per partecipare alla costruzione, nei Paesi della UE, delle centrali nucleari di nuova generazione.

Sul piano politico, si ricorda la dichiarazione del Ministro delle Attività Produttive Marzano, nel corso della Conferenza ministeriale internazionale *"Nuclear Power for the 21st Century"*, organizzata da AIEA ed OCSE a Parigi nel marzo 2005: "Il Governo italiano sostiene il rafforzamento della cooperazione internazionale e la partecipazione di soggetti italiani in nuovi programmi e progetti nucleari europei ed internazionali"... "Il Governo italiano ritiene che l'energia nucleare dovrebbe essere proposta e venire considerata – nell'ambito di un mercato unico europeo dell'energia – come un elemento chiave per la diversificazione delle fonti energetiche per la sicurezza dell'approvvigionamento e per la protezione ambientale...".

Peraltro, entrare nel merito del dibattito su una riapertura dell'opzione nucleare in Italia non è cosa facile data la delicatezza del problema. Alcuni elementi vanno però evidenziati.

La tecnologia nucleare continua ad ispirare nella pubblica opinione un sentimento di timore col quale qualunque ipotesi di ripresa di un programma nucleare dovrà fare i conti. Assunto che i tempi siano maturi per iniziare una discussione serena su questo tema, le recenti esperienze in settori anche diversi dal nucleare dimostrano che calare dall'alto delle decisioni sul nucleare, senza porsi un problema di accettazione da parte delle popolazioni implicate, sarebbe non solo antidemocratico ma controproducente e significherebbe ripetere in peggio gli errori del passato. Il passaggio per una maggiore informazione del pubblico e per una sua maggiore partecipazione alle scelte, specie a livello territoriale, resta obbligato, come insegnano anche le esperienze della Francia e dei Paesi del Nord Europa. Incidentalmente, questa regola dovrebbe essere rispettata per qualunque impianto o tecnologia che abbia impatti locali significativi.

Mentre gli obiettivi di diversificazione delle fonti energetiche, di sicurezza di approvvigionamento energetico e di contenimento dei costi energetici restano fondamentali, specie per un Paese come l'Italia che dispone di scarsissime risorse primarie, non esiste nessuna prescrizione sul mix ottimale di fonti e tecnologie cui un Paese dovrebbe tendere. In questo senso la "media europea" non può essere considerata un *target*; essa è, per l'appunto, la media di casi spesso molto estremi. Il mix ottimale per un Paese tiene conto della sua dotazione endogena di risorse (naturali o meno), della sua struttura produttiva, della sua organizzazione sociale e delle preferenze dei cittadini. L'importante è che i *trade-off* in gioco, inclusi quelli nel lungo termine, siano chiari il più possibile a tutti e che i cittadini siano disposti ad accollarsi la responsabilità, anche economica, delle loro scelte.

A parte queste considerazioni di ordine generale, la fattibilità pratica di una ripresa del nucleare a breve termine in Italia resta da verificare. È però certamente possibile lasciare la porta aperta per una riflessione su una strategia di graduale rientro sul medio-lungo termine; una strategia che affronti passo per passo, e con la necessaria cautela, tutte le implicazioni tecnologiche (su quali concetti di reattori puntare, su quali competenze ed infrastrutture di ricerca contare ecc.), quelle di organizzazione industriale della filiera, quelle sulle infrastrutture istituzionali necessarie, senza dimenticare la strategia di comunicazione col pubblico e di alta formazione di giovani nel settore, in ogni fase del percorso.

1.4.2 Le politiche ambientali

1.4.2.1 Il contesto internazionale

Il 16 febbraio 2005 segna la data d'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, alla fine di un sofferto processo di negoziati per il coinvolgimento di partner come la Russia, indispensabili all'ottenimento del "quorum" del 55% espresso come quota delle emissioni mondiali. Il problema, com'è noto, nasceva dal rifiuto degli Stati Uniti (che rappresentano circa il 25% delle emissioni mondiali di CO₂) di ratificare il Protocollo in assenza di un coinvolgimento di Paesi emergenti come la Cina e l'India nell'assunzione di obiettivi vincolanti sulle proprie emissioni. Il rifiuto americano era poi stato seguito da quello dell'Australia che aveva complicato ulteriormente le cose.

Intanto sono iniziate le prime conversazioni su un'ipotetica seconda fase del Protocollo di Kyoto, che preveda nuovi *target* per il periodo dal 2012 in poi e che possibilmente coinvolga i principali Paesi in via di sviluppo con una loro assunzione diretta di obiettivi di riduzione o almeno di controllo delle emissioni. Questo, se avvenisse, potrebbe riaprire la porta al rientro degli Stati Uniti nel processo iniziato dal Protocollo di Kyoto. Com'è noto il Protocollo rappresenta solo un primo ed esiguo passo nella direzione di una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra. Dal momento che finora esso coinvolge solo una parte dei Paesi industrializzati e che per il futuro c'è da attendersi una crescita sostenuta delle emissioni dei Paesi in via di sviluppo, il coinvolgimento di questi ultimi diventa indispensabile. Solo riduzioni delle emissioni molto importanti a livelli ben

inferiori a quelli del 1990 potranno assicurare una stabilizzazione delle concentrazioni di gas di serra a livelli che ci tutelino da rischi di turbamenti significativi e disastrosi degli attuali equilibri climatici.

Al momento, le prospettive di un inizio delle discussioni in questa direzione entro l'autunno del 2005 sono piuttosto esili, nonostante l'intenzione da parte dell'UE di assumere un ruolo attivo su questo tema.

Frattanto la Commissione ha lanciato un Secondo Programma Europeo per la lotta al Cambiamento Climatico (ECCP II) con una Conferenza degli *stakeholder* tenuta il 24 ottobre 2005 a Bruxelles, per presentare le proprie idee sugli ulteriori sviluppi della politica europea sul clima.

Nel corso dell'anno a livello internazionale si sono verificati altri due eventi rilevanti per l'ambiente e per il problema del cambiamento climatico.

Uno è la riunione del G8 a Gleneagles, nel Regno Unito, in cui la diplomazia britannica è riuscita a convincere l'Amministrazione statunitense ad aderire ad un comunicato congiunto in cui si riconosceva che "il crescente uso d'energia di fonte fossile ed altre attività umane contribuiscono in larga parte ad accrescere le emissioni di gas ad effetto serra associati al riscaldamento della superficie del pianeta. Nonostante le incertezze nelle nostre conoscenze scientifiche sul clima, si sa abbastanza per agire subito in favore di un rallentamento e (se giustificato dalla scienza), di un'inversione della crescita delle emissioni".

I capi di Stato dei Paesi del G8 si sono accordati per agire insieme al fine di perseguire l'obiettivo di una riduzione delle emissioni, ribadendo il loro impegno nell'ambito dell'UNFCCC per stabilizzare le concentrazioni di gas serra a livelli che prevengano i rischi d'interferenza antropogenica col sistema climatico. Essi intendono coinvolgere le principali economie emergenti in una *partnership* che vada in questa direzione, soprattutto attraverso le opportunità offerte dai piani d'investimento in questi Paesi, promuovendo l'innovazione, l'efficienza energetica, l'utilizzo di nuove tecnologie energetiche a basse emissioni.

L'altro evento riguarda la firma, il 28 luglio 2005, di una Nuova Partnership per l'Asia e il Pacifico sullo Sviluppo Pulito ed il Clima, fra gli Stati Uniti, la Cina, l'India, l'Australia, il Giappone e la Repubblica di Corea. Si tratta in pratica di un accordo di cooperazione sulla ricerca tecnologica in campo energetico costruita sulle base delle iniziative già esistenti fra questi Paesi a livello bilaterale e multilaterale. L'accordo si prefigge di sviluppare, impiegare e trasferire tecnologie energetiche più pulite ed efficienti allo scopo di risolvere i problemi d'inquinamento, di sicurezza energetica e di rischi per il clima dei Paesi aderenti. Le aree di collaborazione possono includere, fra le altre: l'efficienza energetica, le tecnologie pulite del carbone, i cicli combinati a gas, il gas naturale liquefatto, la separazione e il confinamento della CO₂, la cogenerazione, l'energia nucleare a scopi civili, la geotermia, i sistemi energetici per usi rurali, i sistemi avanzati di trasporto, l'idroelettrico, e la produzione elettrica da eolico, solare ed altre rinnovabili. L'accordo intende essere coerente con gli sforzi per attuare la Convenzione sul clima e complementare, ma non alternativo, al Protocollo di Kyoto.

1.4.2.2 L'evoluzione delle politiche dell'Unione Europea per la lotta ai cambiamenti climatici

Il 27 ottobre 2004 è stata emanata dal Parlamento e dal Consiglio Europeo la cosiddetta Direttiva "Linking", la 2004/101/EC, che porta alcuni emendamenti alla direttiva 2003/87/EC sul commercio d'emissioni di gas ad effetto serra (*Emission Trading*). Gli emendamenti erano già in qualche modo previsti dalla 2003/87/EC in quanto, nel riconoscere la capacità dei meccanismi *project-based* del Protocollo di Kyoto di abbassare i costi per la riduzione delle emissioni, si poneva il problema di collegare tali meccanismi con lo schema di *emission trading*. In pratica si trattava di dare l'opportunità di usare i "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.

Gli emendamenti apportati, dunque, introducono il concetto di *certified emission reduction unit* (CERU) ovvero di unità certificate di riduzione delle emissioni, e la possibilità per le industrie interessate dalla direttiva ET di conferire una CERU per ogni permesso d'emissione, fino ad una percentuale massima della quota di permessi d'emissione assegnati a ciascun dato impianto secondo il Piano Nazionale d'Assegnazione del Paese d'appartenenza. Tutte le CERU possono essere utilizzate nello schema europeo di commercio delle emissioni, ad eccezione di quelle generate a partire da progetti in impianti nucleari e di quelle generate da progetti di riforestazione o di cambiamento degli usi del suolo. Una serie di restrizioni vengono introdotte ad evitare che un impianto sottoposto alla direttiva ET possa generare (e vendere) CERU a partire da progetti JI e CDM senza restituire un numero corrispondente di permessi d'emissione, i quali debbono essere a quel punto cancellati dal registro delle emissioni del paese di origine. Ciascuno Stato membro deve dichiarare in anticipo, nel proprio Piano Nazionale d'Assegnazione, la quantità di CERU che intende utilizzare e in quale percentuale possono essere utilizzate da ciascun impianto.

Entro la fine del 2004, tutti i 25 Stati membri dell'UE, compresi i 10 nuovi entranti, avevano ratificato il Protocollo di Kyoto. Inoltre per 23 di essi erano stati fissati obiettivi di riduzione delle emissioni (fanno eccezione Cipro e Malta). Dal momento che l'UE è parte del Protocollo di Kyoto e che l'obiettivo comunitario di riduzione dell'8% è stato approvato dall'UE a 15 Paesi sotto l'accordo di condivisione degli oneri, per i nuovi entranti sono stati negoziati obiettivi di riduzione separati. Tuttavia gran parte di tali Paesi si è impegnata a ridurre le proprie emissioni dell'8% rispetto all'anno di riferimento per il periodo fino al 2008-12, mentre Ungheria e Polonia si sono impegnate a riduzioni del 6%.

Alla fine del 2004 le proiezioni dell'Agenzia Europea per l'Ambiente riguardanti i progressi dei Paesi dell'UE in direzione del raggiungimento degli obiettivi di Kyoto, indicavano che in uno scenario *Business as Usual* (con le misure già implementate nella prima metà del 2004) le emissioni dei 25 Paesi UE fra l'anno base ed il 2010 sarebbero diminuite del 4,7%, mentre quelle dell'UE-15 si sarebbero ridotte solo dell'1%, lasciando un gap del 7,5% rispetto all'obiettivo prefissato. Nel frattempo i Paesi membri hanno identificato una serie di nuove misure, alcune delle quali, come l'ETS, stanno ora entrando a regime. Qualora tutte quelle misure fossero realizzate, l'UE-25 ridurrebbe le sue emissioni del 9,4% al 2010, mentre l'UE-15 le ridurrebbe solo del 7,7% lasciando uno 0,9% (pari a 40 Mt di CO₂ equivalente) da coprire tramite l'uso dei meccanismi di flessibilità previsti dal Protocollo (CDM, JI ed acquisto di emissioni da partner extra UE del Protocollo). Ovviamente le incertezze riguardanti tali stime sono considerevoli, così come quelle relative ai tempi di realizzazione delle misure e delle riduzioni previste. Attualmente appare chiaro che la maggioranza dei Paesi membri sarà costretta a compiere sforzi considerevoli per raggiungere gli obiettivi di condivisione degli oneri.

A livello europeo, un evento significativo, soprattutto per le prospettive di perseguimento degli obiettivi della riduzione delle emissioni è stato l'entrata in funzione del sistema europeo di commercio delle emissioni (*Emission Trading System* - ETS) avvenuta a gennaio 2005.

Al fine di gettare le basi per il funzionamento del sistema, i Paesi membri dell'Unione Europea sono stati invitati a presentare i loro piani nazionali d'assegnazione (PNA) dei permessi d'emissione agli impianti interessati dalla direttiva 2003/87/CE, cosa che hanno fatto a partire dal marzo 2004. Gli impianti interessati sono impianti *energy intensive* e che emettono quantità considerevoli di CO₂ nel settore energetico ed industriale.

I PNA dei 25 Paesi sono stati esaminati dal Comitato sui Cambiamenti Climatici e valutati secondo undici criteri indicati dalla direttiva stessa, di cui il più importante è quello della congruenza del piano stesso con la strategia per il raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto del Paese interessato. Altri criteri rilevanti riguardano il principio di non-discriminazione, il rispetto delle norme della concorrenza e quelle sugli aiuti statali. Alla Commissione spettava la decisione se accettare il piano in parte o *in toto* o se rinviarlo, con le proprie osservazioni al Paese

membro per una sua modifica. In parecchi casi (11 per la precisione) i piani sono stati accettati senza condizioni, ma in altri 14 casi essi sono stati rinviati al Paese membro con richieste di chiarimenti, di modifiche e di tagli al numero di permessi. Il processo d'approvazione per la fase 2005-07 dell'ETS Europeo si è concluso il 20 giugno 2005 con l'approvazione dell'ultimo piano rimasto, quello della Grecia. In totale la Commissione ha approvato l'allocazione di 6,57 miliardi di permessi d'emissione a circa 11.400 impianti industriali. Tali permessi d'emissione rappresentano circa il 40% delle emissioni totali di CO₂ dei 25 Paesi dell'UE. I tagli totali richiesti dalla Commissione a 14 Paesi sono ammontati a 290 milioni di permessi ovvero il 4% del numero richiesto di permessi; inoltre la commissione ha respinto in 13 casi i piani d'aggiustamento ex-post prospettati.

A livello comunitario, l'entrata in funzione del Sistema Europeo di commercio dei permessi d'emissione era stata preparata anche attraverso il completamento della normativa connessa all'ETS, in particolare con la creazione di un registro elettronico dei permessi di emissione e delle relative transazioni, in grado di mantenere traccia del passaggio di questi titoli da un detentore all'altro quando essi vengono scambiati sul mercato. Tale normativa, adottata dalla Commissione Europea il 21 dicembre 2004, permette non solo la creazione di un mercato per i contratti a termine, già esistente in pratica prima del 1/1/2005, ma anche la creazione di un mercato *spot*, ad esecuzione immediata. Al 20 giugno 2005, tuttavia, sedici Paesi non avevano ancora in funzione il proprio registro dei permessi d'emissione.

Gli scambi di permessi d'emissione sono già iniziati a partire dal gennaio 2005, anche se hanno avuto una partenza relativamente lenta a causa della ritardata approvazione di molti Piani d'Assegnazione Nazionale. I volumi trattati crescono di giorno in giorno ed i prezzi dei permessi d'emissione sono saliti da un valore iniziale di circa 8 €/t CO₂ a gennaio 2005 ad un valore di circa 24 €/t CO₂ agli inizi di ottobre per poi ridiscendere a 22 €/t CO₂ a fine ottobre 2005. Tali prezzi vanno confrontati con il valore di 40 €/t CO₂ che costituisce la penalità da pagare per ogni tonnellata di CO₂ emessa al di sopra del volume assegnato di permessi d'emissione, secondo la direttiva 2003/87/CE.

Uno sviluppo in fase di studio riguarda l'estensione dell'ETS al settore dei trasporti aerei. Per quanto tale settore dia ancora un contributo relativamente modesto alle emissioni totali dell'UE (solo il 3% circa), esso presenta un profilo d'emissioni in rapidissima crescita, assai più rapida di qualunque altro settore, in parallelo alla crescita delle attività di trasporto aereo ed al diffondersi di tale mezzo di trasporto. È stato calcolato che le emissioni derivanti dai voli internazionali in Europa sono cresciute del 73% fra il 1990 ed il 2003 e rischiano di crescere del 150% entro il 2012 se non vengono prese contromisure, con la conseguenza di compromettere il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto. Dal momento che i voli interni sono già soggetti agli obiettivi d'emissione nell'ambito del Protocollo di Kyoto, mentre questi non si applicano ai voli internazionali, il Sesto Piano d'azione ambientale impegna l'UE a prendere iniziative specifiche in questo campo in assenza di provvedimenti da parte dell'Organizzazione Internazionale per l'Aviazione Civile (ICAO). Tale organismo non ha ritenuto opportuno prender iniziative (per mancanza di un accordo fra i suoi 188 Stati membri) ma si è limitato ad appoggiare il concetto dell'*emission trading* come più efficiente di altri da un punto di vista economico. Le compagnie aeree Europee non si sono espresse contro l'ipotesi d'inclusione nel sistema di *emission trading*, che considerano in ogni caso più flessibile e preferibile rispetto ad un sistema di tasse sulle emissioni di CO₂. In una prospettiva ambientale la Commissione ritiene che l'ETS dovrebbe riguardare tutte le emissioni da qualunque volo in partenza da un Paese dell'UE, che sia o meno diretto ad altro Paese UE, e che tutte le compagnie aeree senza distinzione dovrebbero essere trattate allo stesso modo.

Tabella 1.4.1 - Sommario per Stato membro per il periodo di scambi 2005-2007 (tavola indicativa basata sui Piani d'allocazione nazionale approvati dalla Commissione Europea)

Stato Membro	Permessi CO ₂ in milioni tonnellate	Quota di permessi UE	Impianti coperti	Registro in funzione	Obiettivo Kyoto
Austria	99,0	1,5 %	205	Si	-13%*
Belgio	188,8	2,9 %	363	No	-7,5%*
Repubblica Ceca	292,8	4,4 %	435	No	-8%
Cipro	16,98	0,3 %	13	No	-
Danimarca	100,5	1,5 %	378	Si	-21%*
Estonia	56,85	0,9 %	43	No	-8%
Finlandia	136,5	2,1 %	535	Si	0%*
Francia	469,5	7,1 %	1,172	Si	0%*
Germania	1.497,0	22,8 %	1,849	Si	-21%*
Grecia	223,2	3,4 %	141	No	+25%
Ungheria	93,8	1,4 %	261	No	-6%
Irlanda	67,0	1,0 %	143	No	+13%*
Italia	697,5	10,6 %	1,240	No	-6,5%
Latvia	13,7	0,2 %	95	No	-8%
Lituania	36,8	0,6 %	93	No	-8%
Lussemburgo	10,07	0,2 %	19	No	-28%*
Malta	8,83	0,1 %	2	No	-
Olanda	285,9	4,3 %	333	Si	-6%*
Polonia	717,3	10,9 %	1,166	No	-6%
Portogallo	114,5	1,7 %	239	No	+27%*
Repubblica Slovacca	91,5	1,4 %	209	No	-8%
Slovenia	26,3	0,4 %	98	No	-8%
Spagna	523,3	8,0 %	819	Si	+15%
Svezia	68,7	1,1 %	499	Si	+4%*
Regno Unito	736,0	11,2 %	1,078	Si	-12,5%*
Totale	6.572,4	100,0 %	11,428		

* In base al Protocollo di Kyoto, i 15 Paesi dell'UE devono ridurre le loro emissioni collettive di gas ad effetto serra dell'8% sotto il livello del 1990 nel periodo 2008-2012. Questo obiettivo è condiviso fra i 15 Stati membri in base ad un accordo di condivisione degli oneri avente valore legale (Council Decision 2002/358/EC of 25 April 2002). La maggior parte degli Stati membri entrati a far parte dell'UE il 1 maggio 2004 ha obiettivi individuali in base al Protocollo di Kyoto ad eccezione di Cipro e Malta, che non ne hanno assunto alcuno.

Fonte: Commissione Europea - IP/05/762 del 20/06/2005

Alcune stime basate su esercizi modellistica hanno determinato che in media l'impatto in termini di costo sui prezzi dei voli sarebbe modesto e in ogni caso compreso fra zero e 9 € per volo d'andata e ritorno e che la domanda di trasporto aereo crescerebbe ad un ritmo leggermente più lento che in assenza di tale provvedimento. Dunque in parallelo la Commissione intende rafforzare una serie di altre misure per il miglioramento della gestione del traffico aereo e la rimozione di altri ostacoli alla tassazione dei carburanti per aviazione.

Una Comunicazione della Commissione sulla riduzione dell'impatto del trasporto aereo sui cambiamenti climatici è stata presentata al Consiglio ed al Parlamento europeo il 27/9/2005 con la richiesta di risposte dettagliate. In parallelo sarà istituito un gruppo d'esperti per un'analisi più dettagliata di alcuni aspetti della proposta d'inclusione del trasporto aereo nell'ETS. In seguito verrà presentata una proposta di legislazione in tale senso.

Altri importanti sviluppi nella politica ambientale europea si sono avuti il 21 settembre 2005 con la presentazione da parte della Commissione di un'ambiziosa strategia per l'ottenimento di significativi miglioramenti nella qualità dell'aria in tutta Europa. La Strategia Tematica sull'inquinamento atmosferico mira alla riduzione delle morti premature dovute alla presenza di particolato fine e di ozono nell'aria dai livelli di 370.000 decessi/anno a 230.000 l'anno entro il 2020. La realizzazione di tale strategia produrrebbe anche una riduzione considerevole dei danni alle foreste ed ad altri ecosistemi. La strategia propone dunque di regolare le concentrazioni di

particolato fine – il cosiddetto PM_{2,5} – fra i Paesi membri, attraverso una nuova direttiva sulla qualità dell'aria che combinerebbe la direttiva quadro già esistente con quelle da essa derivate, snellendo la legislazione, chiarendola e semplificandola e modernizzando le procedure di *reporting*. La Commissione intende proporre una revisione della direttiva sui limiti nazionali d'emissione per allinearla con gli obiettivi della strategia, e prendere in considerazione nuove misure come nuovi standard Euro V per le emissioni degli autoveicoli.

1.4.2.3 L'impegno dell'Italia per la lotta ai cambiamenti climatici

Il 28 dicembre 2004 è stato convertito in legge (legge 30 dicembre 2004, n. 316), con alcune modifiche, il decreto legge 12 novembre 2004, recante disposizioni urgenti per l'applicazione della direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote d'emissione dei gas ad effetto serra nell'Unione Europea. Il decreto apriva i termini per la presentazione, da parte dei gestori di impianti interessati dalla direttiva 2003/87/CE, di domande d'autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra. Per gli impianti in esercizio, le domande dovevano essere presentate entro il 5 dicembre 2004 all'autorità competente (MATT). Per gli impianti posti in esercizio dopo la data d'entrata in vigore del decreto, la domanda d'autorizzazione deve essere presentata almeno trenta giorni prima della data d'entrata in esercizio dell'impianto (o di primo parallelo per gli impianti termoelettrici). Il decreto stabilisce che l'autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra è rilasciata mediante provvedimento congiunto del MATT e del MAP.

I gestori degli impianti interessati dovevano poi far pervenire entro il 30 dicembre 2004 al MATT le informazioni necessarie per l'assegnazione delle quote d'emissione per il periodo 2005-07. Non essendo, alla data d'entrata in vigore del decreto, il Piano Nazionale d'Assegnazione (PNA) delle quote di emissioni ancora stato approvato dalla Commissione Europea, quello ad essa inviato il 15 luglio 2004 valeva quale PNA per il periodo 2005-07 salvo aggiustamenti a seguito della raccolta di informazioni o modifiche ed integrazioni richieste dalla Commissione.

Il provvedimento di conversione in legge del decreto aggiunge all'articolo 2 un articolo 2-bis che istituisce un sistema di sanzioni per chi non ottempera all'obbligo di richiesta di autorizzazione ad emettere, o fornisce informazioni false riguardo all'ammontare delle emissioni. Le sanzioni sono di natura pecuniaria (fino a 40 €/tonnellata di CO₂ equivalente emessa in assenza di autorizzazione o in eccesso all'ammontare autorizzato) ma possono comportare la chiusura dell'impianto fino al regolare adempimento degli obblighi previsti dalla legge.

Il 24 febbraio 2005 il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e il Ministero delle Attività Produttive hanno trasmesso alla Commissione Europea l'integrazione al Piano Nazionale d'Assegnazione (PNA) dei permessi d'emissione richiesta dalla direttiva *Emission Trading*. L'integrazione era resa necessaria dal fatto che il piano originario, inviato il 21 luglio 2004, non conteneva l'elenco completo degli impianti regolati dalla direttiva ET, né le relative quote d'emissioni da assegnare, per la semplice ragione che al momento dell'invio del primo PNA la direttiva stessa non era ancora stata accolta nell'ordinamento italiano²². Il documento individuava 1280 impianti autorizzati ad emettere anidride carbonica per gli anni 2005-2007: per 1210 di questi erano disponibili anche le informazioni rilevanti per l'assegnazione di permessi. Il documento indicava per il periodo 2005-2007 quantità totali provvisorie assegnate pari a:

- 251,91 Mt CO₂ per il 2005
- 253,98 Mt CO₂ per il 2006
- 260,52 Mt CO₂ per il 2007

²² La direttiva è infatti stata recepita prima con il decreto legge 12 novembre 2004, poi con la Legge 30 dicembre 2004, n. 316 solo a fine 2004. La presentazione di domande di autorizzazione ad emettere si è svolta fra la metà di novembre e il 5 dicembre 2004, mentre le informazioni necessarie per l'assegnazione delle quote di emissione sono pervenute al MAP solo verso la fine di dicembre 2004.

per una media di 255,5 Mt/anno. Il documento inoltre prevedeva – secondo quanto stabilito dalla direttiva europea – una "riserva" di permessi pari a 64 milioni di tonnellate per gli impianti industriali che dovevano iniziare la loro attività nel triennio.

Il 25 maggio 2005, alla fine di un intenso giro di consultazioni, informazioni e precisazioni, e dopo che le autorità italiane hanno accettato di ridurre di 23 Mt l'anno (pari al 9% in meno) il numero di quote inizialmente previste, la Commissione ha approvato il piano d'assegnazione italiano. In media dunque il tetto di quote d'emissione assegnate per il periodo 2005-07 ai 1240 impianti interessati dalla direttiva ET sarà pari a 232,5 Mt/anno. La decisione della Commissione del 25 maggio 2005, relativa al Piano d'assegnazione delle quote d'emissione dei gas ad effetto serra notificato dall'Italia, atto con cui si è concluso il processo, contiene tuttavia alcune condizioni, ed in particolare:

- 1) l'obbligo di indicare la quantità delle quote da assegnare ai singoli impianti per la produzione d'energia elettrica da gas residui d'acciaieria;
- 2) la rinuncia all'adeguamento a posteriori del piano. Ciò significa che in pratica "gli impianti esistenti soggetti ad aggiornamento delle autorizzazioni non dovranno essere autorizzati ad attingere quote dalla riserva per i nuovi entranti per la parte d'impianto modificato già esistente prima dell'aggiornamento dell'autorizzazione";
- 3) la quantità totale di quote che l'Italia intende attribuire in base al Piano nazionale d'assegnazione, incluse le modifiche concordate di cui sopra, non dovrà essere superata. Ugualmente non dovrà essere superato il totale di quote riservate ai nuovi entranti.

Il 31 marzo 2005 è stato presentato, in occasione di un convegno dedicato, il "Fondo Italiano per le riduzioni dei gas serra" – l'*Italian Carbon Fund*. Esso nasce da un accordo concluso tra il Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio e la Banca Mondiale e prevede la possibilità di acquistare riduzioni d'emissioni investendo in progetti che apportino benefici all'ambiente o impieghino tecnologie sostenibili nei Paesi in via di sviluppo o con economie in transizione. Il fondo, che ha una dotazione di capitale iniziale pari a 15 milioni di dollari messi a disposizione dal Ministero dell'Ambiente, è aperto dal 1/1/2004 alla partecipazione di aziende private e agenzie pubbliche italiane che possono contribuire con un minimo di 1 milione di dollari.

1.5 LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI BILATERALI E MULTILATERALI NEL SETTORE ENERGETICO

Le attività internazionali nel settore dell'energia seguono un ben consolidato percorso e sono implementate lungo le due assi bilaterale e multilaterale.

Per le attività internazionali bilaterali il Ministero delle Attività Produttive costruisce l'accordo con il Paese partner individuato e, attraverso la Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie (DGERM), con l'ausilio del Ministero degli Affari Esteri, assicura i seguiti tecnici e operativi dell'Accordo.

Per le attività internazionali multilaterali il Ministero delle Attività Produttive si muove nell'ambito di trattati consolidati (Unione Europea, International Energy Program dell'AIE) ovvero supporta il Ministero degli Affari Esteri nella stesura di nuovi trattati assicurandone poi il seguito operativo tecnico attraverso la DGERM.

Asse bilaterale

Tra le attività bilaterali, si citano le più rilevanti del periodo 2004-2005:

- Il Protocollo di Accordo per la cooperazione nel settore dell'energia tra il Ministro delle Attività Produttive della Repubblica italiana e il Ministro dell'Economia, delle Finanze e dell'Industria della Repubblica Francese, firmato a Genova, l'11 giugno 2005. Il Protocollo prevede all'articolo 1, il rafforzamento e lo sviluppo della cooperazione tecnica e industriale tra le imprese elettriche e del gas naturale dei due Paesi per concorrere alla creazione di un quadro stabile e trasparente che integri i vincoli giuridici e regolamentari del settore. Altro punto importante dell'accordo riguarda il ruolo guida che Italia e Francia devono perseguire per lo sviluppo della cooperazione euro-mediterranea e, in particolare, per l'operatività della Piattaforma di Roma per la cooperazione euro-mediterranea nel campo dell'energia (REMEP). Infine, i due Paesi riconoscono nell'opzione nucleare una delle soluzioni aperte per far fronte alle sfide del cambiamento climatico e della sicurezza dell'approvvigionamento energetico, nonché la disponibilità a un mutuo sostegno nel settore specifico. Il Protocollo prevede una concertazione e un coordinamento periodico che nei fatti è assicurato dalle rispettive Direzioni Generali.
- Il Protocollo di intenti tra il Ministero delle Attività Produttive della Repubblica italiana e il Ministero dello Sviluppo della Repubblica greca concernente lo sviluppo dell'interconnessione per il trasporto del gas naturale, firmato ad Atene il 24 giugno 2005, rientra a pieno titolo tra le attività bilaterali, anche se in questo caso si tratta di un accordo specifico concernente un preciso progetto industriale. Il progetto, denominato IGI (*Italy Greece Interconnector*), dovrà assicurare il trasporto in Italia del gas proveniente dalla Turchia tramite la Grecia. Esso ha già ricevuto un contributo finanziario nell'ambito del programma comunitario TEN (*Trans European Network*)–Energia, per sostenere i costi dello studio di fattibilità. A questo protocollo di intenti ha fatto seguito l'Accordo tra Italia, Grecia e Turchia per fornire maggiori garanzie politiche alla realizzazione del progetto IGI, siglato a Lecce il 4 novembre 2005.
- Un'altra azione bilaterale di un certo rilievo è quella costruita sulla base del Protocollo italo-tunisino di cooperazione energetica, che era stato firmato a Roma il 16 luglio 2003. Il Comitato tecnico misto italo-tunisino, incaricato di dar seguito agli indirizzi del Protocollo di cooperazione, si è riunito per la prima volta a Tunisi il 12 settembre 2005 sotto la Presidenza congiunta del Prof. Sergio Garribba e del Direttore Generale Abdel Aziz Rassaa. Tra le altre iniziative, le due parti hanno esaminato in particolare un importante progetto integrato di interconnessione elettrica sottomarina tra l'Italia e la

Tunisia e la realizzazione di una centrale a ciclo combinato a gas naturale per la produzione di energia elettrica dedicata all'esportazione verso l'Italia.

- Con l'Algeria, invece, l'azione bilaterale dell'Italia in campo energetico è svolta nell'ambito delle attività della Commissione Economica Mista istituita dall'articolo 1 del Protocollo del 31 ottobre 1983 tra il Governo della Repubblica italiana e il Governo della Repubblica Democratica e Popolare di Algeria, che è presieduta dai due Ministri competenti di settore. L'ultima riunione di questa Commissione si è tenuta ad Algeri il 4 dicembre del 2005, co-presieduta dal Ministro Claudio Scajola e dal Ministro Chakib Khelil. In particolare, la Commissione mista ha valutato gli esiti della Conferenza Ministeriale del 12 novembre 2005 di Algeri, dove sono stati discussi gli aspetti tecnici ed economici del progetto integrato di interconnessione elettrica sottomarina Italia ed Algeria via Sardegna, e di una centrale a ciclo combinato a gas naturale per la produzione di energia elettrica destinata all'esportazione verso l'Italia. Progetto del tutto simile ma non alternativo a quello già descritto nel caso della Tunisia.
- È interessante citare altresì alcune azioni bilaterali in campo energetico in corso di attuazione tra Italia e Ungheria, Italia e Bulgaria e Italia e Albania, i cui rispettivi tavoli tecnici si sono riuniti a Roma nel corso del 2005.

Asse multilaterale

- In ambito multilaterale, è importante citare la firma del Trattato istitutivo della Comunità energetica dei Paesi del *South-East Europe*²³, avvenuta ad Atene il 25 ottobre 2005. L'obiettivo di questa organizzazione è la creazione di un mercato liberalizzato dell'energia elettrica e del gas in questa area. Da parte italiana, si sta sostenendo la richiesta di allargare la sfera di azione di questa comunità anche al petrolio, considerando che i Paesi in causa sono in larga misura tributari dall'estero in questo settore e tutta l'area comunque è destinata a diventare un importante via di transito per il trasporto del petrolio, via *pipeline*, dai Paesi produttori (Russia e Asia Minore) verso l'Europa.
- **International Energy Forum (IEF)**: su iniziativa dell'Arabia Saudita, nel settembre 2002 ad Osaka è stato formalmente costituito un Forum internazionale per l'Energia la cui missione è quella di offrire un tavolo per il dialogo tra i Paesi consumatori e produttori di petrolio. L'IEF ha un Segretariato con sede a Ryad ed un vertice rappresentato da un *Executive Board*. Nel 2005, l'Italia insieme alla Cina è stata co-sponsor dell'organizzazione del decimo meeting dell'IEF che avrà luogo a Doha sotto la presidenza del Qatar nell'aprile del 2006. In quella occasione la Presidenza per il successivo biennio passerà all'Italia, che in questa veste sarà incaricata di organizzare, nel 2008 a Roma, l'undicesima Conferenza Ministeriale del Forum.

²³ Albania, Bosnia-Erzegovina, Bulgaria, Croazia, Serbia, FYROM, Kosovo, Montenegro, Romania, Turchia.

In primo piano

Il prezzo del petrolio

La crescita delle quotazioni del petrolio e gli effetti sull'economia

Il **prezzo** internazionale del petrolio nel 2004 e nei primi sette mesi del 2005 ha seguito l'andamento illustrato dalla figura 1.1.3 e brevemente discusso nella sezione 1.1.1. Più di recente il prezzo del marker West Texas Intermediate ha superato per un breve periodo i 70 \$/bl in seguito al danneggiamento delle infrastrutture petrolifere nel Golfo del Messico causato dall'uragano Katrina.

Nonostante i prezzi del greggio siano in continua crescita dal 2001, sembra che l'attività economica mondiale ne abbia risentito solo parzialmente. A tale riguardo vale la pena tenere in considerazione i seguenti elementi:

- le quotazioni del greggio, se valutate in termini reali, si mantengono ancora su livelli inferiori a quelli del secondo *shock* petrolifero;
- 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.

Tuttavia, è logico ritenere che un persistente rialzo delle quotazioni, o la permanenza delle stesse su livelli elevati (sopra i 60 \$/bl) per un periodo di tempo sufficientemente lungo, finirebbero per raffreddare la crescita economica soprattutto nelle aree più dipendenti dalle importazioni di greggio e per incoraggiare il risparmio energetico e i processi di sostituzione nelle economie più sviluppate.

Cause della crescita del prezzo del petrolio

Sulla crescita delle quotazioni del petrolio hanno influito principalmente:

- la forte domanda che proviene dalle economie più dinamiche (in particolare di quella cinese), che ha creato le condizioni per un "mercato del produttore". Tale crescita si è tradotta in un incremento dei consumi energetici (soprattutto petroliferi) che non era stato accuratamente previsto dalla maggior parte degli analisti e degli operatori di mercato. 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.
- il restringimento dei margini di capacità produttiva inutilizzata dei Paesi dell'OPEC: durante il periodo in cui il prezzo del petrolio si era mantenuto su livelli particolarmente bassi, i Paesi aderenti all'OPEC (così come i produttori non-OPEC) non hanno ritenuto profittabile accrescere la capacità produttiva;
- la crescente concentrazione delle riserve in pochi Paesi nella regione mediorientale che gioca a favore di un loro maggiore potere di mercato.

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

- la volontà dei Paesi produttori dell'OPEC di controllare l'offerta e compensare con prezzi più alti la perdita di potere d'acquisto dovuta all'indebolimento del dollaro;
- il mancato adeguamento della capacità degli impianti di raffinazione che servono i principali mercati OCSE, ma anche quelli di aree del mondo come la Cina; in generale tutte le raffinerie del mondo stanno al momento lavorando "a flusso teso", mantenendo dei bassi livelli di scorte di prodotti. In tale contesto l'interruzione temporanea delle lavorazioni in alcune raffinerie del Golfo del Messico, a seguito del succedersi di uragani nell'estate 2005, ha causato gli incrementi di prezzo menzionati precedentemente.

- il perdurare della situazione di incertezza geopolitica in Medio Oriente e in altre aree di produzione di idrocarburi in Africa e America latina.

La variabilità delle quotazioni nel 2004-2005 è stata amplificata da movimenti speculativi particolarmente reattivi rispetto a fattori contingenti, inclusi quelli meteorologici²⁴. Per calmare i mercati all'indomani dell'abbattersi dell'uragano Katrina sulla Louisiana l'AIE, con il consenso dei Paesi membri, ha eccezionalmente acconsentito a rendere disponibile sul mercato parte delle scorte di emergenza di greggio e prodotti, nella misura di 2 milioni di barili/giorno di petrolio, per un periodo iniziale di 30 giorni.

La crescita delle quotazioni e le risorse disponibili

Pur trattandosi di risorse 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. Ciò resta vero anche scontando i dubbi sorti sulla attendibilità dei dati pubblicati sulle riserve di alcune compagnie petrolifere (Shell) e di alcuni Paesi produttori. Sino ad ora il progresso della tecnologia e periodi sufficientemente lunghi di prezzi sostenuti del greggio, hanno giocato a favore di un ampliamento delle risorse economicamente sfruttabili e, presumibilmente, questi fattori resteranno in gioco negli anni a venire. Se le riserve "convenzionali" più a buon mercato si vanno rapidamente esaurendo, un contributo crescente al soddisfacimento della domanda verrà dal petrolio "non convenzionale", già considerato competitivo da molti analisti ai prezzi attuali.

Attualmente l'effettiva accessibilità di molte di queste risorse risulta limitata a causa di problemi di natura geopolitica. Oltre il 56% delle riserve accertate è concentrato in Medio Oriente, in mano a compagnie petrolifere nazionali che possono utilizzare le risorse anche a fini politici.

In alcuni di questi Paesi mediorientali (tutti membri dell'OPEC) esiste una carenza cronica di investimenti nel settore petrolifero. Gli investimenti necessari per sfruttare al meglio le risorse e per ampliare la capacità produttiva e di trasporto in modo sincronizzato con la crescita della domanda sono ingenti, ma in situazioni di conflitto come quelle in corso il rischio è tale da scoraggiare gli investitori. Una analoga situazione di stallo si registra in Africa ed in Asia centrale. L'adeguamento della capacità produttiva, inoltre, necessita di 4-5 anni a partire dalla decisione d'investimento.

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 dei prezzi petroliferi (sia verso l'alto che verso il basso), a fronte di una domanda crescente è sempre meno in grado di fronteggiare un sovrapporsi di "crisi" temporanee come quelle verificatesi nel corso del 2004 e del 2005. Per quanto l'Arabia Saudita abbia avviato una serie di importanti programmi di investimento sia in nuova capacità di estrazione che di raffinazione, la loro realizzazione richiede tempo, e gli effetti sull'offerta non saranno visibili prima di qualche anno. In una situazione di mercato teso come quello attuale, anche la fermata temporanea di alcuni impianti – come le piattaforme petrolifere del Golfo del Messico nell'autunno 2004 e 2005 o le installazioni petrolifere dell'Arabia Saudita danneggiate da attacchi terroristici nell'agosto 2004 – è in grado di causare picchi repentini nei prezzi e di minacciare la stabilità del sistema energetico mondiale.

²⁴ Nell'arco del 2004, un altro fattore nella volatilità dei prezzi è stato la riduzione delle forniture (soprattutto di quelle verso la Cina) del colosso petrolifero russo, la Yukos, in gravi difficoltà giuridico-finanziarie a causa di uno scontro fra l'impresa stessa e il governo russo.

BIBLIOGRAFIA

- *Analysis of the impact of high oil prices on the global economy*. IEA, Paris, 2004
- *Annual Statistical bulletin*. OPEC, Vienna, 2005
- *Bilancio Energetico Nazionale 2004*. MAP, 2005
- *BP Statistical Review of world Energy 2005*
- Confindustria, *Previsioni macroeconomiche*. Editore SIPI s.r.l., Roma, 2004
- *Documento di programmazione economica-finanziaria 2006-2009*. Ministero dell'Economia e delle Finanze, 2005
- *Economic Outlook n° 77*. OECD, Parigi, agosto 2005
- European Commission (2001), *Libro bianco - La politica europea dei trasporti fino al 2010: il momento delle scelte*. COM(2001)370
- *Eurostatistics. Data for short term Economic analyses*. Varie edizioni, EUROSTAT
- *GlobalStat 2004*. ENERDATA, giugno 2005
- Gracceva (2005) F., *Tendenze del sistema energetico italiano*. Energia, 3/2005
- *L'Italia nell'economia internazionale*. ICE, 2005
- *Main Economic Indicators*. OECD, Parigi, agosto 2005
- *Oil crises and climate challenges. 30 years of energy use in IEA countries*. IEA, Paris, 2004
- *Oil Market Report*. IEA, varie edizioni
- *Oil in troubled waters*. The Economist, 28 aprile 2005
- Maria Pia Salini, *Paradossi e incertezze dell'industria del petrolio*. Energia, giugno 2005
- *Petroleum marketing monthly*. DOE-EIA, varie edizioni.
- *Previsioni della popolazione residente per sesso, età e regione dal 1.1.2001 al 1.1.2051*. Informazioni, n. 13, ISTAT
- *Rapporto Annuale. La situazione del Paese nel 2004*. ISTAT, 2005
- *Rapporto ISAE. Le previsioni per l'economia italiana. Crescita e struttura produttiva*. ISAE, 2005
- *Relazione Annuale 2005*. Unione Petrolifera, 2005
- *Relazione Annuale 2005*. Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 2005
- *Relazione annuale 2005*. Banca d'Italia, 2005
- *Serie storica dei cambi*. Sul sito www.uic.it
- *Statistics database. International trade statistics*. Sul sito www.wto.org
- Olivier Appert, *Un nuovo paradigma per il mercato degli idrocarburi?* Energia, giugno 2005
- *World Economic Outlook*. IMF, 2005
- *World Energy Investment Outlook 2003*. IEA, Paris, 2003
- *World Energy Outlook 2004*. IEA, Paris, 2004
- *World Oil and gas Review 2004*. Eni, 2004

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

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

Il quadro d'insieme

Alla fine del 2004 il Prodotto interno lordo (PIL) a prezzi costanti è aumentato dell'1,2% rispetto all'anno precedente. Nel corso dell'anno il settore delle costruzioni è cresciuto del 2,3%, l'industria manifatturiera ha attraversato una fase di sostanziale stagnazione, il settore dei servizi ha fatto registrare una crescita in linea con quella del PIL, il settore primario un marcato recupero dopo la flessione del 2003.

Il consumo interno lordo di energia si è assestato sui 195,5 Mtep, in crescita dello 0,8% rispetto al 2003. La crescita dei consumi energetici, inferiore a quella del PIL, ha determinato una discesa dei valori di intensità energetica da quasi 186,5 a 185,8 tep per milione di euro (tabelle 2.1 e 2.2).

Rispetto al 2003 i consumi di carbone sono aumentati dell'11,6%, raggiungendo i 17,1 Mtep.

La domanda interna di gas naturale è cresciuta del 3,7%, attestandosi sui 66,2 Mtep.

Il consumo complessivo di prodotti petroliferi nel 2003 è stato pari a 88 Mtep, con un calo del 3,1% rispetto all'anno precedente.

Nel 2004 la richiesta totale di energia elettrica ha raggiunto i 322 TWh, con un incremento dello 0,4% rispetto al 2003. L'aumento dei consumi elettrici, inferiore all'incremento registrato negli anni precedenti dipende essenzialmente dalla decelerazione dei consumi nel settore terziario e nell'industria e dalle minori temperature estive rispetto al 2003. La crescita dei consumi elettrici, inferiore al tasso di crescita del PIL, ha determinato un calo dell'intensità elettrica ai 306 MWh per milione di euro del 2004 dai 308 del 2003 (figura 2.1).

Altri due importanti avvenimenti hanno caratterizzato il 2003: "la nuova punta storica di domanda sulla rete elettrica nazionale: 53.606 MW, registrata il 16 dicembre, superiore dello 0,4% rispetto all'anno precedente. E il nuovo picco di domanda nel periodo estivo, verificatosi il 23 luglio in concomitanza di un notevole aumento della temperatura, pari a 53.507 MW e superiore dello 0,8% rispetto al 2003¹".

Tabella 2.1 - Consumo interno lordo di energia per fonte. Anni 1995-2004

Fonte	Energia primaria (Mtep)						Variaz.	Variaz.
	1995	2000	2001	2002	2003	2004*	04/95	04/03
							%	%
Combustibili solidi	12,5	12,8	13,7	14,2	15,3	17,1	36,8	11,6
Gas naturale	44,8	58,4	58,5	58,1	63,8	66,2	47,8	3,7
Prodotti petroliferi	95,7	91,3	91,2	91,5	90,8	88,0	-8,0	-3,1
Fonti rinnovabili	10,2	12,9	13,8	12,6	12,8	14,1	38,2	10,4
Importazioni nette energia elettrica	8,4	9,8	10,6	11,1	11,2	10,0	19,0	-10,5
Totale	171,6	185,2	187,8	187,5	193,9	195,5	13,9	0,8

* Dati provvisori

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP, Bilancio Energetico Nazionale 2004

Gli impieghi finali di energia² sono aumentati dell'1,1%, passando dai 141,8 Mtep del 2003 ai 143,4 Mtep del 2004 (tabella 2.3).

¹ GRTN, *Dati provvisori di esercizio del sistema elettrico 2004*, pag. 3

² Calcolati sulla base del BEN di sintesi che differisce dai dati riportati in tabella 2.4 per una diversa ripartizione dei consumi della pubblica amministrazione e per un diverso calcolo degli usi non energetici.

Tabella 2.2 - Consumo interno lordo di energia, intensità energetica, intensità elettrica, Anni 1995-2004

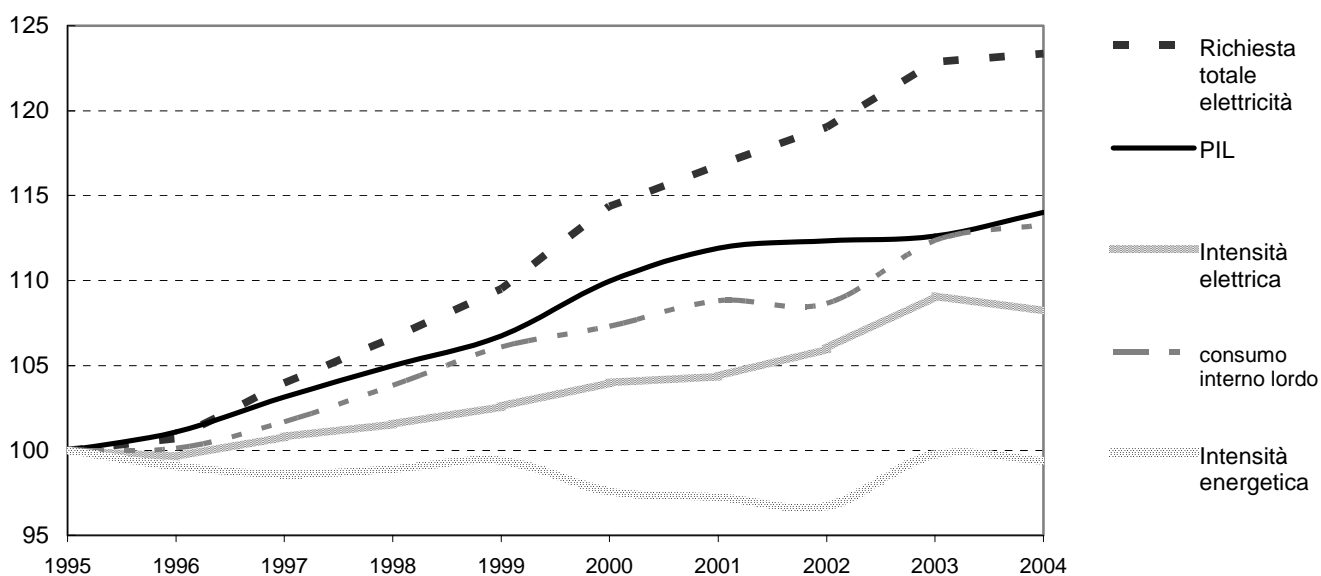
	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004*
Domanda di energia (Mtep)	171,6	174,5	179,2	182,7	185,2	187,8	187,5	193,9	195,5
<i>Combustibili solidi</i>	12,5	11,7	12,1	12,2	12,8	13,7	14,2	15,3	17,1
<i>Gas naturale</i>	44,8	47,8	51,5	56	58,4	58,5	58,1	63,8	66,2
<i>Prodotti petroliferi</i>	95,7	94,9	94,9	92,4	91,3	91,2	91,4	90,8	88,0
<i>Fonti rinnovabili</i>	10,2	11,2	11,3	12,9	12,9	13,8	12,6	12,8	14,1
<i>Importazioni nette energia elettrica</i>	8,4	8,9	9,4	9,2	9,8	10,6	11,1	11,2	10,0
Consumo interno lordo di energia elettrica (TWh)	278,9	290,3	300,5	307,7	320,9	327,4	335,0	344,9	346,0
Richiesta di energia elettrica (TWh)	261,0	271,4	278,3	285,8	298,5	304,8	310,7	320,7	322,0
Prodotto Interno Lordo (M€ ₁₉₉₅)	923.052	952.052	969.131	985.253	1.015.078	1.032.985	1.036.945	1.039.581	1.052.308
Intensità energetica (tep/ M€ ₁₉₉₅)	185,9	183,3	184,9	185,4	182,4	181,8	180,8	186,5	185,8
Intensità elettrica** (MWh/ M€ ₁₉₉₅)	283	285	287	290	294	295	300	308	306

*Dati provvisori

** Richiesta di energia elettrica /PIL

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP, Ministero dell'Economia e delle Finanze, ENEL (fino al 1998), GRTN (1999-2003)

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



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Tabella 2.3 - Bilancio energetico nazionale di sintesi. Anno 2004 (Mtep)

	Combustibili solidi	Gas naturale	Prodotti petroliferi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,4	10,7	5,4	13,5		30,0
Importazione	17,1	55,5	107,6	0,6	10,2	191,0
Esportazione	0,1	0,1	24,7		0,2	25,1
Variazione scorte	0,3	-0,1	0,3		0,0	0,5
Consumo interno lordo	17,1	66,2	88,0	14,1	10,0	195,4
Consumi e perdite del settore energetico	-1,0	-0,8	-6,2	0,0	-44,1	-52,1
Trasformazioni in energia elettrica	-11,9	-23,1	-11,8	-12,4	59,9	
Totale impieghi finali	4,2	42,3	70,0	1,7	25,2	143,3
Industria	4,0	17,6	7,6	0,2	12,0	41,4
Trasporti		0,4	43,0	0,2	0,8	44,4
Residenziale e terziario	0,0	23,3	6,8	1,2	11,9	43,3
Agricoltura		0,1	2,6	0,1	0,4	3,3
Usi non energetici	0,1	0,9	6,6			7,6
Bunkeraggi			3,4			3,4

Dati provvisori

Fonte: MAP

Nel corso dell'anno si è registrato un incremento dei consumi del settore industriale, che sono passati da 40,8 Mtep a 41,4 Mtep. La quota di consumi energetici ascritta al settore è pari al 28,9%.

I consumi energetici del settore trasporti, pari a poco più del 31% del totale nazionale, sono aumentati fino a 44,4 Mtep (+1,7%).

Il settore residenziale e terziario copre il 30,1% dei consumi nazionali. In termini assoluti i consumi del settore sono passati da 43,5 Mtep a 43,3 Mtep (-0,6%).

Il settore primario contribuisce per il 2,3% degli impieghi finali nel 2004, con un consumo di 3,3 Mtep pari a quello dell'anno precedente.

Gli usi non energetici³ sono aumentati del 5,9%, passando da 7,2 Mtep a 7,6 Mtep e coprendo, assieme ai bunkeraggi (3,4 Mtep), il 7,7% dei consumi finali del 2004.

Nel periodo 1990-2004 sono cresciuti in termini assoluti i consumi finali di tutti i settori. Il settore primario e l'industria fanno tuttavia registrare una perdita di importanza relativa: i consumi dell'industria coprivano il 29,6% dei consumi finali nel 1990 e il 28,9% nel 2004, mentre l'agricoltura è passata dal 2,5% del 1990 al 2,3% del 2004.

Al contrario, la quota di consumi coperta dai trasporti è passata da circa il 28% nel 1990 a circa il 31% nel 2004. Un andamento analogo si registra per il settore civile (tabella 2.4).

³ Calcolati al netto delle trasformazioni.

Tabella 2.4 - Consumi finali di energia per settore. Anni 1990-2004

	1990		1995		2000		2002		2003		2004*	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Agricoltura e Pesca	3.112	2,5	3.294	2,5	3.226	2,3	3.297	2,4	3.361	2,3	3.283	2,3
Industria	36.454	29,6	36.826	28,3	40.177	29,2	39.554	28,6	40.827	28,4	41.390	28,9
Trasporti	34.453	28,0	38.776	29,8	41.862	30,5	43.121	31,2	44.081	30,6	44.417	31,0
Terziario e Residenziale	34.593	28,1	36.325	27,9	39.338	28,6	39.913	28,8	43.108	30,0	43.254	30,2
Usi non energetici*	11.972	9,7	12.316	9,5	10.126	7,4	9.502	6,9	9.307	6,5	7.610	5,3
Bunkeraggi	2.607	2,1	2.440	1,9	2.739	2,0	3.021	2,2	3.246	2,3	3.400	2,4
Totale Impieghi finali	123.191	100,0	129.977	100,0	137.467	100,0	138.408	100,0	143.930	100,0	143.354	100,0
Consumi e Perdite	2.055		1.453		2.946		3.455		2.750		5.191	
Generazione Elettrica	38.210		41.159		45.484		46.203		47.246		46.915	
Disponibilità interna lorda	163.456		172.589		185.897		188.066		193.926		195.460	

* Dati provvisori

** Gli usi non energetici riportati in questa tabella sono al lordo delle trasformazioni fino al 2003. Nei bilanci energetici di sintesi gli usi non energetici sono calcolati al netto delle trasformazioni

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Bolletta energetica e conti economici nazionali

La dipendenza energetica dell'Italia è passata da quasi l'81% del 1995, all'83,6% del 2001, fino all'84,7% del 2004 (dato provvisorio). La media europea è prossima al 54%; solo Irlanda, Lussemburgo e Portogallo fanno registrare, nell'Unione europea, una dipendenza superiore a quella dell'Italia (tabella I.1).

Tabella I.1 - Dipendenza¹ energetica dei paesi EU-15. Anni 1995-2004

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Austria	67,6	69,7	69,3	69,3	66,9	66,3	68,0	67,9	69,9	68,3
Belgio	77,4	78,2	76,7	77,7	76,5	77,2	77,7	76,8	77,3	76,9
Finlandia	56,2	58,1	55,1	59,4	54,2	54,4	55,4	56,9	59,8	58,1
Francia	47,4	48,2	48,1	50,9	50,4	48,8	49,9	48,9	49,8	50,0
Germania	57,4	59,2	58,7	60,6	59,5	60,4	61,6	60,3	60,8	60,5
Grecia	60,4	60,7	61,9	63,2	64,1	63,9	64,7	64,5	65,5	65,7
Irlanda	61,3	69,4	77,0	80,9	80,9	83,9	87,5	90,9	89,9	89,2
Italia	80,9	80,2	80,2	81,6	82,2	83,7	83,6	84,1	84,6	84,7
Lussemburgo	98,6	98,9	98,7	98,5	98,7	98,5	98,5	98,6	98,7	98,7
Olanda	8,3	1,7	11,0	16,0	20,1	24,2	22,3	21,4	26,4	17,2
Portogallo	86,9	84,1	85,4	86,6	89,2	87,3	86,3	88,7	83,3	85,8
Spagna	69,6	67,8	70,7	71,6	74,1	74,2	73,8	76,1	76,0	76,9
Danimarca	25,1	25,0	8,0	5,2	-15,7	-39,0	-33,7	-40,0	-34,4	-45,8
Regno Unito	-15,9	-15,7	-18,2	-18,1	-21,6	-16,8	-11,5	-13,6	-7,2	2,3
Svezia	36,2	37,3	34,6	32,7	32,9	35,3	32,8	35,0	37,7	33,5

¹ Dipendenza energetica = (Importazioni nette / (Produzione + Importazioni nette))*100

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Un'analisi della dipendenza per fonti di energia primaria evidenzia uno scenario che si evolve lentamente nel corso degli anni (tabella I.2).

Nel 2004, la domanda interna di petrolio è stata soddisfatta per quasi il 94% dalle importazioni. La domanda di combustibili solidi è coperta quasi interamente da prodotti importati, mentre la dipendenza energetica del gas naturale è in continua crescita e ha sfiorato l'84% nel 2004.

L'aumento della dipendenza energetica nel 2004 si è riflesso in un aumento della fattura energetica dell'Italia verso l'estero che, pur beneficiando dell'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro, ha risentito dell'incremento dei volumi importati, in particolare di quelli di gas naturale e di combustibili solidi.

La fattura energetica, rappresentata dal saldo fra la spesa per le importazioni di prodotti energetici e le entrate derivanti dalle esportazioni, presentava nel 2004 un saldo negativo di 29,3 miliardi di euro; rispetto al 2003 si rileva un peggioramento di quasi 800 milioni di euro, imputabile all'aumento della spesa per l'approvvigionamento di gas naturale e di combustibili solidi.

La fattura petrolifera, responsabile di circa il 57% della fattura energetica complessiva, ha evidenziato una crescita di 1,8 miliardi di euro nel 2004; gli effetti del rialzo delle quotazioni petrolifere non sono stati compensati dall'apprezzamento dell'euro e dai minori consumi.

La fattura energetica rappresenta circa il 2,2% del PIL nel 2004. Nel periodo 1980-1985 essa aveva un peso più rilevante, prossimo al 5% del PIL.

Tabella I.2 - Italia: dipendenza energetica per fonte. Anni 2000-2004 (%)

	Combustibili solidi	Gas naturale	Petrolio	Totale
2000	97,8	77,6	95,1	83,7
2001	96,5	78,2	95,4	83,6
2002	96,0	80,2	94,0	84,1
2003	95,9	81,7	93,9	84,6
2004	97,7	83,8	93,9	84,7

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Tabella I.3 - Italia: la stima della "fattura energetica". Anni 1995-2004 (Meuro)

	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Combustibili solidi	990	783	753	996	1223	1142	1130	1704
Gas naturale	2661	3424	3642	7834	8782	7921	8547	8941
Petrolio	9023	7312	9653	18651	15985	15511	15032	16863
Altre	1563	1459	1418	1524	1751	1867	1797	1749
Totale	14237	12978	15466	29005	27741	26441	26506	29257

Fonte: Unione Petrolifera

2.1 IL SETTORE INDUSTRIALE

Nel 2004 i consumi energetici del settore industriale, il 28,9% dei consumi finali, sono lievemente cresciuti rispetto all'anno precedente (+1,4%). Per quanto riguarda la composizione delle fonti utilizzate, si conferma la progressiva crescita dei consumi di energia elettrica e gas naturale, pur in presenza di una congiuntura economica non favorevole. I consumi di combustibili solidi rimangono sui livelli del 2003 e quelli di prodotti petroliferi calano lievemente.

Nel 2004 il settore copre da solo quasi il 47% dei consumi di energia elettrica, il 95% dei consumi di combustibili solidi, quasi l'11% dei consumi di prodotti petroliferi e circa il 42% dei consumi finali di gas naturale. Nei due anni precedenti erano stati rilevati valori molto simili.

2.1.1 *Quantità*

L'attività industriale in Italia ha subito una forte contrazione nel triennio 2001-2003.

L'indice della produzione industriale è lievemente cresciuto nel 2004 solamente grazie a un calendario di giorni lavorativi più favorevole⁴. Il livello di produzione industriale rimane tuttavia inferiore a quello del 2000 e la tendenza al ridimensionamento del livello di attività risulta più marcata di quella degli altri paesi dell'Unione Europea.

In tale contesto, la crescente pressione concorrenziale influisce sulla struttura produttiva del settore, scoraggiando l'ingresso sul mercato di nuovi soggetti e favorendo l'uscita dei produttori marginali.

Da un punto di vista organizzativo si rileva il progressivo spostamento delle risorse aziendali verso funzioni di controllo, fatto che determina l'espansione in quasi tutte le industrie, indipendentemente dalla loro dimensione, della quota di addetti adibiti a mansioni proprie del settore terziario. In secondo luogo, la forte frammentazione della struttura produttiva ostacola l'introduzione delle nuove tecnologie di comunicazione, ritenute efficienti solo a partire da una soglia dimensionale minima. Tale fenomeno frena in maniera sostanziale la crescita della produttività.

La contrazione del livello di attività non ha interessato il settore edile che è cresciuto costantemente ed in misura sostenuta trainando anche la produzione di ceramiche e materiali da costruzione.

La fase di recessione ha invece interessato indistintamente tutti i comparti dell'industria manifatturiera nel 2001 e nel 2002. A partire dal 2003, i divari settoriali nel ritmo della crescita appaiono considerevoli. Se da un lato si assiste ad una espansione apprezzabile di alcuni comparti dell'industria meccanica, di quella agroalimentare, della filiera cartario-editoriale, della produzione di articoli in gomma e plastica, dall'altro appare evidente che le produzioni del settore abbigliamento e calzature non riescono più ad alimentare il processo di crescita. La situazione complessiva è aggravata dalla forte crisi dell'industria automobilistica, del suo indotto e del settore delle macchine per ufficio.

Il prolungato divario nel ritmo di crescita dei settori produttivi è tale da avere determinato un cambiamento apprezzabile della importanza relativa delle diverse industrie.

Nel 2004 la domanda di energia del settore industriale ha subito un incremento dell'1,4% rispetto all'anno precedente, passando da 40,8 Mtep a 41,4 Mtep (tabella 2.1.1).

I prodotti petroliferi passano da 7,7 Mtep a 7,6 Mtep (-1,6%), il 18,4% dei consumi finali del settore.

I consumi di energia elettrica passano da 11,8 a circa 12 Mtep e coprono una quota vicina al 30% (figure 2.1.1 e 2.1.2).

⁴ Se si prende in considerazione l'indice della produzione corretto per il numero di giornate lavorative si osserva una variazione negativa rispetto all'anno precedente anche nel 2004.

Tabella 2.1.1 - Consumi energetici nel settore industriale per fonte. Anni 1995-2004

	1995		2000		2002		2003		2004*	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	4.973	13,5	4.228	10,5	3.687	9,3	4.255	10,4	4.244	10,3
Carbone	1.427	28,7	1.184	28,0	954	25,9	1.274	29,9	nd	nd
Coke	2.762	55,5	2.514	59,5	2.495	67,7	2.728	64,1	nd	nd
Gas derivati	614	12,3	296	7,0	24	0,6	22	0,5	nd	nd
Altri solidi	170	3,4	235	5,5	214	5,8	230	5,4	nd	nd
Gas	14.884	40,4	16.747	41,7	16.710	42,2	16.974	41,6	17.564	42,4
Prodotti petroliferi	6.697	18,2	7.476	18,6	7.370	18,6	7.723	18,9	7.600	18,4
Olio combustibile	3.391	50,6	3.688	49,3	3.312	44,9	3.587	46,4	nd	nd
Benzine	33	0,5	42	0,6	377	5,1	299	3,9	nd	nd
Gasolio	298	4,4	427	5,7	449	6,1	545	7,1	nd	nd
Virgin nafta	1.063	15,9	0	0,0	0	0,0	0	0,0	nd	nd
Carboturbo	14	0,2	19	0,3	19	0,3	16	0,2	nd	nd
GPL	278	4,2	438	5,9	468	6,3	470	6,1	nd	nd
Gas residui di raffinazione	0	0,0	62	0,8	48	0,7	84	1,1	nd	nd
Altri	1.621	24,2	2.801	37,5	2.698	36,6	2.723	35,3	nd	nd
Energia elettrica	10272	27,9	11726	29,2	11788	29,8	11874	29,1	11982	28,9
Totale fossili¹	26554		28451		27767		28952		29408	
Totale consumi finali²	36826	100,0	40177	100,0	39554	100,0	40827	100,0	41390	100,0
Totale fonti primarie³	52831		58448		57921		59329		60060	

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

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

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

* Dati provvisori

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Il gas naturale costituisce la prima fonte per il fabbisogno energetico del settore (42,4%). Nel 2004 i consumi di gas naturale crescono in misura rilevante rispetto all'anno precedente (+3,5%), con un consumo pari a 17,6 Mtep.

La domanda settoriale di combustibili solidi rimane sui livelli del 2003, per un consumo pari a 4,2 Mtep, il 10,3% dei consumi totali del settore industriale.

Dal 1995 si registra un progressivo aumento della domanda di energia del settore (+12% circa); dopo la flessione del 2002 la crescita dei consumi si è riportata in linea con le tendenze di lungo periodo.

Un ruolo trainante nella crescita della domanda finale è svolto dai consumi di energia elettrica e di gas naturale che registrano un incremento prossimo al 18% nel periodo 1995-2004.

Risulta invece evidente la progressiva riduzione dei consumi di combustibili solidi (-15% circa dal 1995 al 2004).

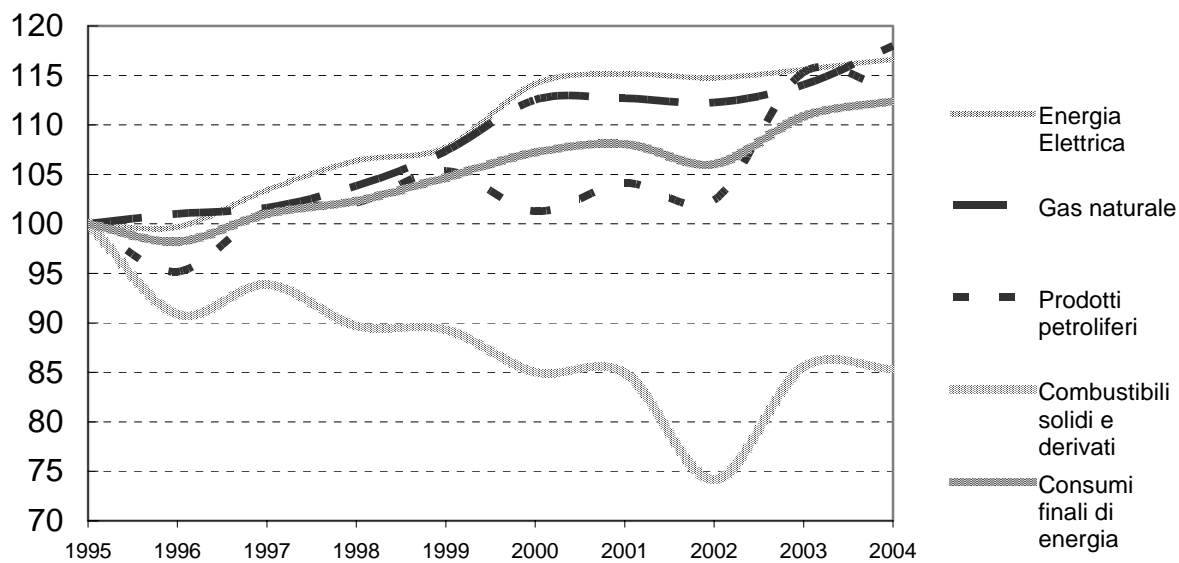
I prodotti petroliferi registrano un tasso di crescita in linea con quello degli usi finali evidenziando però forti oscillazioni in relazione alle diverse fasi della congiuntura economica (figure 2.1.1 e 2.1.2).

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 e nel 2003.

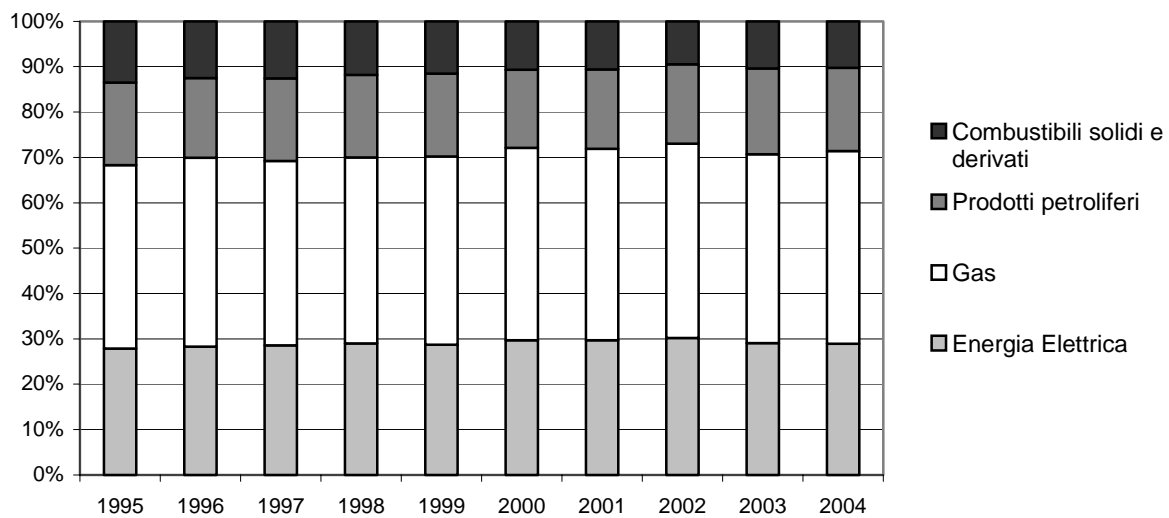
Il consumo per addetto sembra influenzare l'andamento della produttività (il valore aggiunto per addetto): entrambe le grandezze non mostrano segni di crescita nel 2002 e nel 2003 (figura 2.1.3).

Figura 2.1.1 - Consumi finali di energia per fonte (numeri indice 1995=100)



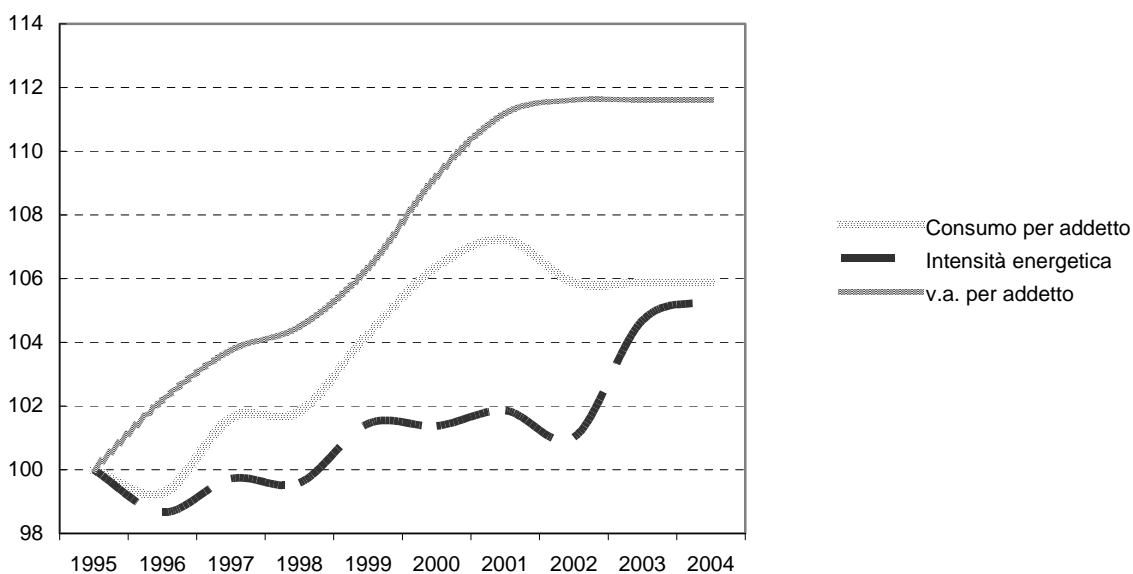
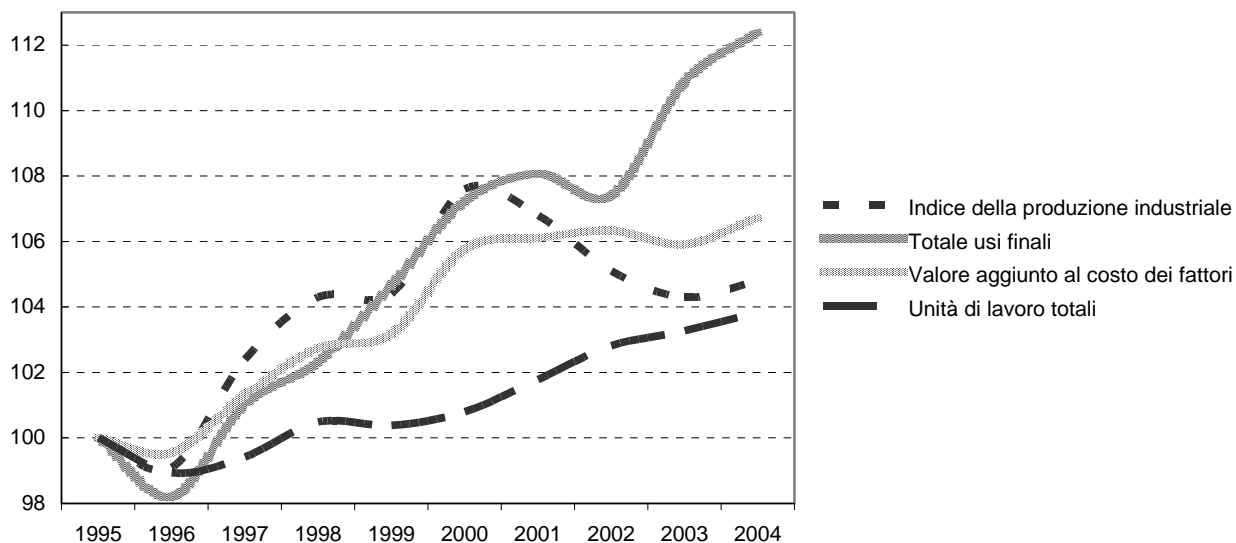
Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Figura 2.1.2 - Consumi finali di energia per fonte (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Figura 2.1.3 - Alcuni indicatori del comparto industriale (numeri indice 1995=100)



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

Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT e MAP

Nei paragrafi precedenti è stato illustrato l'andamento complessivo della domanda di energia relativamente al 2004. Di seguito le informazioni statistiche di dettaglio, relative ai settori economici, faranno riferimento all'anno 2003. Come è noto, infatti, in corrispondenza di un maggior livello di disaggregazione settoriale, lo stato di aggiornamento delle statistiche è meno avanzato.

Nel 2003, circa il 60% della domanda finale di energia del comparto industriale era attribuibile a quattro settori: siderurgico (17,7%), chimico e petrolchimico (15,9%), materiali da costruzione (13,3%) e meccanico (13,1%). 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 (tabella 2.1.2).

Un'analisi per fonte (tabella 2.1.3) pone in evidenza i seguenti elementi:

- l'82% dei consumi di combustibili solidi avviene nel settore siderurgico;
- più della metà dei consumi settoriali di prodotti petroliferi avviene nel settore chimico e petrolchimico (15,5%) e nella produzione dei materiali da costruzione (circa 38%);
- poco meno del 60% dei consumi di gas naturale nell'industria avviene nei settori chimico e petrolchimico (17,5%), vetro e ceramica (15,2%), meccanico (13,2%) e siderurgico (11,4%);
- l'industria meccanica (19,6%), la siderurgia (14,4%) e l'industria chimica e petrolchimica (19,4%) consumano il 54% dell'energia elettrica utilizzata complessivamente dall'industria.

Tabella 2.1.2 - Consumi finali di energia nei settori industriali. Anni 1995-2003

Industria	1995		1999		2000		2001		2002		2003	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Siderurgia	7738	21	6473	16,8	7156	18,1	7211	18,1	6711	17,0	7245	17,7
Estrattive	154	0,4	244	0,6	178	0,5	176	0,4	166	0,4	170	0,4
Metalli non ferrosi	826	2,2	938	2,4	963	2,4	975	2,4	957	2,4	956	2,3
Meccanica	4081	11,1	4906	12,7	5160	13,1	5284	13,3	5287	13,4	5347	13,1
Agroalimentare	2747	7,5	3573	9,3	3522	8,9	3725	9,4	3749	9,5	3800	9,3
Tessile e abbigliamento	2607	7,1	2765	7,2	2862	7,2	2908	7,3	2855	7,2	2826	6,9
Materiali da costruzione	4182	11,4	5023	13	5269	13,3	4710	11,8	5199	13,1	5444	13,3
Vetro e ceramica	2948	8	3083	8	3300	8,4	3402	8,5	3407	8,6	3478	8,5
Chimica e petrolchimica	7468	20,3	6725	17,5	6475	16,4	6497	16,3	6260	15,8	6508	15,9
<i>di cui: Chimica</i>	<i>4251</i>	<i>11,5</i>	<i>5684</i>	<i>14,7</i>	<i>5446</i>	<i>13,8</i>	<i>5396</i>	<i>13,6</i>	<i>5242</i>	<i>13,3</i>	<i>5371</i>	<i>13,2</i>
<i>Petrolchimica</i>	<i>3217</i>	<i>8,7</i>	<i>1041</i>	<i>2,7</i>	<i>1029</i>	<i>2,6</i>	<i>1101</i>	<i>2,8</i>	<i>1018</i>	<i>2,6</i>	<i>1138</i>	<i>2,8</i>
Cartaria e grafica	2408	6,5	2568	6,7	2656	6,7	2697	6,8	2736	6,9	2798	6,9
Altre Manifatturiere	1491	4	2144	5,6	1785	4,5	2058	5,2	2063	5,2	2063	5,1
Edilizia	176	0,5	98	0,3	157	0,4	157	0,4	165	0,4	192	0,5
Totale usi finali	36826	100	38540	100	39484	100	39800	100	39554	100	40827	100

Fonte: MAP

Tabella 2.1.3 - Consumi finali di energia per settore e per fonte. Anno 2003 (ktep)

	Combustibili solidi	Gas naturale	Petrolio	Energia elettrica	Totale	% Totale usi finali
Siderurgia	3.494	1.930	117	1.704	7.245	17,7
Estrattive	0	27	49	93	170	0,4
Metalli non ferrosi	7	390	91	468	956	2,3
Meccanica	0	2.247	800	2.299	5.347	13,1
Agroalimentare	18	1.874	830	1.078	3.800	9,3
Tessile e abbigliamento	0	1.356	474	997	2.826	6,9
Materiali da costruzione	711	1.073	2.913	747	5.444	13,3
Vetro e ceramica	0	2.584	390	504	3.478	8,5
Chimica e petrolchimica	12	2.968	1.198	2.331	6.508	15,9
Cartaria e grafica		1.671	200	928	2.798	6,9
Altre Manifatturiere	14	855	599	596	2.063	5,1
Edilizia			62	130	192	0,5
Totale usi finali	4.255	16.974	7.723	11.874	40.827	100,0

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

2.2 I TRASPORTI

Il crescente aumento dei volumi di traffico, registrato anche nel 2004, sta esercitando una sempre maggiore pressione sull'ambiente, in particolare in relazione ai cambiamenti climatici e alla perdita di biodiversità.

Tra i fattori che maggiormente contribuiscono a condizionare lo sviluppo sostenibile si annovera l'elevata propensione all'utilizzo del mezzo privato, sia per il trasporto di persone sia per il trasporto delle merci.

2.2.1 L'analisi economica

L'evoluzione dei principali aggregati, che caratterizzano il settore dei trasporti, mostra, per il 2004, una situazione economica di stagnazione.

In particolare la tabella 2.2.1, che descrive l'evoluzione del valore aggiunto dei settori connessi al trasporto (fabbricazione di mezzi di trasporto e servizi di trasporto), mette in rilievo tra il 2003 e il 2004:

- una lieve flessione (-0,1%) del comparto fabbricazione di mezzi di trasporto;
- un incremento dello 0,2% dei servizi di trasporto, dovuto da una parte ai buoni risultati registrati nei trasporti marittimi e nelle attività connesse ai trasporti e dall'altra alle performance negative del comparto aereo, delle agenzie di viaggio e del trasporto ferroviario.

I servizi di trasporti hanno partecipato nel 2004 alla formazione dell'intera economia nazionale per 45.471 milioni di euro '95 (pari al 4,3%), se ci si riferisce al valore aggiunto ai prezzi di mercato.

La serie storica di contabilità nazionale evidenzia per l'intero periodo 1990/2004 una crescita del valore aggiunto dei servizi di trasporto del 20%, a fronte di una diminuzione del 15% del settore della fabbricazione dei mezzi di trasporto.

All'interno dei servizi di trasporto si rileva il contributo preponderante del trasporto merci su strada, che ha contribuito alla formazione del valore aggiunto per il 48% e ha registrato un lieve incremento tra il 2003 ed il 2004, nonostante la sfavorevole congiuntura economica.

Tabella 2.2.1 - Valore Aggiunto ai prezzi di mercato del settore trasporti. Anni 1990-2004 (M€_{lit95})

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Fabbr. mezzi trasp.	12.739	10.629	11.210	11.472	11.953	11.494	10.841	10.835
Serv. Trasporto	37.893	41.062	41.158	43.147	45.583	45.963	45.360	45.471
serv. ferrov	1.335	1.509	1.546	1.535	1.537	1.526	1.474	1.453
serv. merci su str.	17.474	19.296	19.548	20.075	21.627	22.550	21.717	21.860
serv. pass. su str.	3.593	3.320	3.091	3.030	3.047	2.975	2.986	2.967
serv. marittimi	3.830	4.768	4.799	5.325	5.526	5.099	5.146	5.322
servizi aerei	2.424	3.054	3.346	3.595	3.475	3.329	3.439	3.010
PIL nazionale	866.555	923.052	985.253	1.015.077	1.032.985	1.036.945	1.039.581	1.052.308

Fonte: Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti. Anno 2003 con elementi informativi per l'anno 2004

Per quanto riguarda le unità di lavoro standard complessive (dipendenti + indipendenti), si evidenzia (tabella 2.2.2) una positiva inversione di tendenza, dopo anni di ripetute diminuzioni, all'interno del comparto della "fabbricazione mezzi di trasporto", con un rialzo nel 2004 del 2,1%; nei servizi di trasporto si registra una sostanziale stazionarietà, al cui interno si osservano

significative diminuzioni nel comparto marittimo e leggere flessioni in quello aereo e ferroviario, nonché una crescita sostenuta nei trasporti passeggeri su strada.

Tabella 2.2.2 - Unità di lavoro dipendenti + indipendenti. Anni 1990-2004 (migliaia di unità)

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Fabbric. mezzi trasp.	355,4	291,3	290,2	285,7	275,3	267,8	257,6	263,0
Servizi di trasporto	1.081,9	1.059,3	1.154,3	1.170,6	1.217,3	1.246,1	1.273,2	1.274,3
serv. ferroviari	179,1	133,6	121,1	116,1	110,4	106,9	105,3	104,3
serv. merci su strada	468,3	493,6	562,1	578,5	623,6	652,0	673,3	675,0
serv. pass. su strada	213,1	194,2	197,4	190,6	189,0	186,4	185,9	189,7
serv. marittimi	26,5	24,6	26,5	26,9	27,3	28,1	27,1	26,3
servizi aerei	20,4	21,7	22,7	22,6	22,3	22,3	22,4	22,3
TOT. economia	23.425,6	22.528,3	23.048,9	23.451,6	23.836,7	24.135,3	24.238,5	24.429,5

Fonte: Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti. Anno 2003 con elementi informativi per l'anno 2004

L'analisi della spesa per trasporto delle famiglie in termini reali (tabella 2.2.3) evidenzia un ammontare complessivo delle spese di 79.632 euro, di cui il 53% ha riguardato la spesa di esercizio dei mezzi di trasporto (carburanti, lubrificanti, pneumatici, manutenzione e riparazione, tasse, assicurazione, pedaggi autostradali, ricovero e interessi sul capitale investito).

Il periodo 1990/2004 ha registrato un incremento di ben 25 punti percentuali, dovuti essenzialmente alla crescita sostenuta del comparto dell'esercizio dei mezzi di trasporto (+32,8%), a fronte di un incremento molto più contenuto della spesa per acquisto di mezzi di trasporto (+11,4%), che però in quest'ultimo anno ha registrato una crescita abbastanza sostenuta (+6,2%).

Il settore trasporti rappresenta per le famiglie italiane il 12,4% dell'intera spesa annua.

Tabella 2.2.3 - Spesa per trasporto delle famiglie. Anni 1990-2004 (valori costanti del 1995)

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Acq. mezzi di trasporto	22.737	17.255	24.705	25.394	24.593	24.657	23.862	25.332
Eserc. mezzi di trasporto	31.725	39.502	41.121	41.256	40.638	40.658	42.253	42.142
Servizi di trasporto	9.223	10.602	11.359	11.944	11.775	11.863	12.492	12.158
TOT. Spesa trasporti	63.685	67.359	77.184	78.593	77.006	77.178	78.607	79.632
TOT. Spesa Famiglie	518.660	549.753	603.759	622.682	626.927	627.031	633.935	641.399

Fonte: "Rapporto Annuale. La situazione del Paese nel 2004", ISTAT, maggio 2005

2.2.2 I traffici

La politica dei trasporti degli ultimi anni ha visto progressivi interventi di regolazione e limitazione del traffico e grandi investimenti per infrastrutture di trasporto pubblico e per la qualità urbana.

Le grandezze caratteristiche del settore – i veicoli chilometro, le tonnellate chilometro, i passeggeri chilometro – hanno registrato nel periodo di osservazione andamenti diversificati.

Nell'analisi dei traffici dei passeggeri e delle merci, l'elemento di rilievo riguarda la loro ripartizione modale.

I volumi di traffico del 2004, sia passeggeri che merci, si sono svolti, ancora una volta, prevalentemente sulla strada. Le caute aspettative formulate nell'ambito delle intense strategie per il trasferimento dei traffici su modalità di trasporto alternative alla strada sono state ancora una volta disattese.

Il segmento del trasporto passeggeri (tabella 2.2.4) registra una flessione nei comparti delle ferrovie in concessione, delle metro urbane, delle autolinee extraurbane e delle autovetture private. Queste ultime hanno infatti registrato nel 2004 una flessione dei pass-km di circa l'1%, pur rappresentando la quota di traffico di gran lunga maggioritaria (74% del totale traffico passeggeri).

Tabella 2.2.4 - Traffico passeggeri per modalità di trasporto. Anni 1990-2004 (M pass-km)*

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Ferrovie dello Stato	44.709	43.859	43.424	47.133	46.752	45.956	45.222	45.577
Ferrovie in concess.	2.780	2.792	2.878	2.439	3.324	3.348	5.069	4.212
Tram urbani	1.576	1.136	1.024	1.057	1.035	1.026	979	953
Tram extraurb.	53	46	48	48	48	50	50	50
Metro urbani	2.580	4.038	4.167	4.503	4.506	4.821	4.909	4.892
Funicolari	19	26	28	28	32	21	21	18
Funivie	242	275	298	303	301	317	319	321
Autolinee urbane	11.616	10.350	11.153	11.203	11.252	11.596	11.645	11.842
Autolinee extraurb.	17.505	16.829	16.884	16.902	16.920	17.098	16.955	16.854
Autobus extraurb.	54.834	59.968	64.116	65.150	66.623	67.801	69.001	70.222
Autovetture private **	522.593	614.713	663.319	726.529	717.683	711.733	710.988	703.590
Motocicli	60.124	59.882	65.512	66.931	68.350	69.769	71.188	72.608
Navigaz. interna	483	420	435	450	476	447	480	475
Navigaz. marittima	2.404	2.247	3.489	3.497	3.539	3.387	3.388	3.451
Navigaz. aerea	6.416	7.108	9.345	10.384	10.243	10.288	11.358	12.141
TOT. Generale	727.934	823.689	886.119	956.556	951.082	947.658	951.573	947.205

* Milioni di passeggeri-chilometro: unità di misura per indicare 1 milione di passeggeri trasportati per la distanza di 1 km

** Dal 2000 è stata utilizzata una nuova metodologia di calcolo, che non consente la confrontabilità con gli anni precedenti

Fonte: Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti. Anno 2003 con elementi informativi per l'anno 2004

Per quanto riguarda il trasporto delle merci (tabella 2.2.5), il traffico complessivo interno nel 2003 è stimabile in circa 249 miliardi di tonnellate-km. I dati evidenziano l'assoluta prevalenza della strada, che rappresenta il 70% del totale e la gran parte di esso (75%) si svolge su distanze medio-lunghe.

L'indiscussa prevalenza della modalità stradale rispetto alle altre è dovuta alla maggiore flessibilità e alla maggiore adattabilità dei mezzi gommati a offrire un servizio porta a porta.

Tabella 2.2.5 - Traffico merci per modalità di trasporto. Anni 1990-2004 (Mt-km)*

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Ferrovie	21.911	24.408	23.839	25.053	24.451	23.591	23.724	25.070
Vie d'acqua	35.783	35.442	37.500	33.615	32.454	34.845	39.285	37.032
Aereo	612	671	762	846	817	832	880	920
Strada	157.854	174.432	177.359	185.101	186.510	192.678	174.084
<i>di cui > 50 km.</i>	<i>124.209</i>	<i>137.254</i>	<i>142.116</i>	<i>146.640</i>	<i>143.700</i>	<i>147.958</i>	<i>130.752</i>	<i>137.973</i>
Oleodotti	9.200	9.650	10.409	10.317	10.689	10.774	10.887	11.049
TOT. Generale	225.360	244.603	249.869	254.932	254.921	262.720	248.857

* Milioni di tonnellate-km: unità di misura per indicare 1 milione di tonnellate di merce trasportate per la distanza di 1 km
 Fonte: Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti. Anno 2003 con elementi informativi per l'anno 2004

Infine, si sottolinea che, a fronte di un elevato incremento tra il 2002 e 2003 delle merci trasportate per vie d'acqua (+12,7%), nel 2004 si nota un'inversione di tendenza e dunque una diminuzione del traffico, pari al 6%.

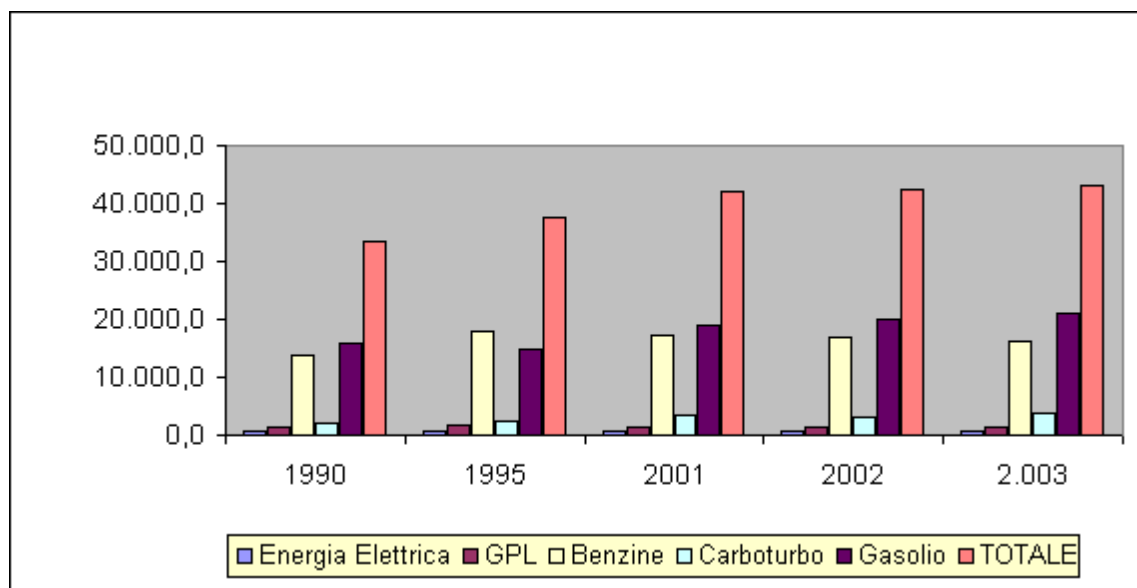
2.2.3 I consumi di energia e i prezzi

Nel 2003 i consumi finali di energia nel settore trasporti del nostro Paese, di 43.084,2 ktep, hanno registrato un incremento, rispetto al 2002, di circa due punti percentuali. In questo quadro (tabella 2.2.6) spicca soprattutto l'aumento dei consumi di carboturbo (+12,5%) e di gasolio (+5,6%); si continua invece a registrare un marcato decremento delle benzine (-4,0%) e del GPL (-7,9%).

Tutte le modalità di trasporto, ad eccezione delle vie d'acqua, hanno registrato variazioni positive.

Tabella 2.2.6 - Consumi finali di energia per modalità di trasporto e fonti secondarie.						
Anni 1990-2003 (ktep)						
	Energia elettrica	GPL	Benzine	Carboturbo	Gasolio	TOTALE
ANNO 1990						
Ferrovie	519,3	0,0	0,0	0,0	199,9	719,2
Vie d'acqua	0,0	0,0	191,1	0,0	199,9	391,0
Strada	57,5	1.476,2	13.535,6	0,0	15.308,2	30.377,5
Aereo	0,0	0,0	11,6	2.045,7	0,0	2.057,3
TOTALE	576,8	1.476,2	13.738,3	2.045,7	15.708,0	33.545,0
% per fonte secondaria	1,7	4,4	41,0	6,1	46,8	100,0
ANNO 2000						
Ferrovie	456,9	0,0	0,0	0,0	139,7	596,6
Vie d'acqua	1,6	0,0	0,0	0,0	204,0	205,6
Strada	262,5	1.564,2	17.511,9	0,0	17.479,7	36.818,3
Aereo	10,9	0,0	11,6	3.535,0	0,0	3.557,5
TOTALE	731,9	1.564,2	17.523,5	3.535,0	17.823,4	41.178,0
% per fonte secondaria	1,8	3,8	42,6	8,6	43,2	100,0
ANNO 2002						
Ferrovie	454,9	0,0	0,0	0,0	124,4	579,3
Vie d'acqua	2,0	0,0	0,0	0,0	236,6	238,6
Strada	301,4	1.444,3	16.797,9	0,0	19.682,9	38.226,5
Aereo	12,8	0,0	12,6	3.224,0	0,0	3.249,4
TOTALE	771,1	1.444,3	16.810,5	3.224,0	20.043,9	42.293,8
% per fonte secondaria	1,8	3,4	39,8	7,6	47,4	100,0
ANNO 2003						
Ferrovie	462,7	0,0	0,0	0,0	122,4	585,1
Vie d'acqua	2,0	0,0	0,0	0,0	229,5	231,5
Strada	336,6	1.329,9	16.131,2	0,0	20.815,1	38.612,8
Aereo	12,5	0,0	15,8	3.626,5	0,0	3.654,8
TOTALE	813,8	1.329,9	16.147,0	3.626,5	21.167,0	43.084,2
% per fonte secondaria	1,9	3,1	37,5	8,4	49,1	100,0
Fonte: Ministero delle Attività Produttive, ENEA, APAT						

Figura 2.2.1 - Consumi finali di energia del settore trasporti, per fonte (ktep)



Fonte: MAP

Secondo l'analisi per fonti energetiche, si rileva la quasi totale dipendenza dei trasporti dal settore petrolifero, principalmente gasolio e benzina, che risultano essere una delle cause determinanti dell'immissione in atmosfera di numerose sostanze inquinanti e climalteranti. Tale situazione appare ben radicata nel tempo.

La struttura della domanda evidenzia la tendenza al cambiamento del mix delle fonti, che riguarda principalmente la sostituzione delle benzine col gasolio.

L'intensità energetica, definita come rapporto tra domanda complessiva di energia e PIL a prezzi costanti del 1995, è diminuita dello 0,4% nel 2002, passando da 180,56 tep/M€ a 179,80 tep/M€

Tale riduzione risulta in linea col *trend* di lungo periodo, che è pari a -0,5% nel decennio.

Nella tabella 2.2.8 viene presentata la consistenza del parco veicolare italiano dal 1990 al 2004.

È opportuno sottolineare che fino al 1995 per veicoli circolanti si intendeva l'insieme dei veicoli soggetti al pagamento della tassa automobilistica; dal 1996 l'insieme di tali veicoli è calcolato in base alle risultanze del loro stato giuridico, tratte dal PRA.

Dalla lettura dei dati è importante rilevare come all'interno del parco autovetture si stia progressivamente innalzando, nel corso degli anni, la percentuale delle auto alimentate a gasolio, a totale discapito di quelle a benzina e ad altre alimentazioni, tanto che ormai un'auto su quattro è diesel. Resta fermo, tuttavia, che le automobili a benzina rappresentano il segmento di mercato maggioritario. Considerando anche gli autocarri, i motocarri, gli autobus e le motrici il numero di unità motorizzate in Italia è circa 44 milioni di veicoli.

Tabella 2.2.8 - Consistenza del parco circolante per categoria. Anni 1990-2004 (migliaia di unità)

	1990	1995	2000	2002	2003	2004
Motocicli	2.510	2.531	3.376	4.037	4.376	4.575
Motocarri	465	416	390	368	371	343
Autovetture	27.416	30.301	32.584	33.706	34.310	33.973
a benzina	22.502	25.769	26.194	25.759	25.522	24.100
a gasolio	3.600	3.099	4.798	6.404	7.433	8.572
altre alim.	1.314	1.433	1.592	1.543	1.355	1.301
Autobus	77	75	88	92	93	93
Autocarri	2.349	2.709	3.378	3.751	3.934	4.016
merci	2.140	2.430	2.971	3.297	3.451	3.503
speciali	209	279	407	454	483	513
Motrici	68	80	116	133	139	142
Altro	670	765	813	862	856	809
TOTALE	33.555	36.877	40.745	42.950	44.079	43.951

Fonte: Statistiche automobilistiche ACI, 2005

Per quanto riguarda il livello di motorizzazione (tabella 2.2.9), l'Italia si trova, per numero di autovetture circolanti in relazione alla popolazione residente, ai primi posti fra i Paesi industrializzati, anche se l'indicatore del 2004 appare più favorevole, lasciando ben sperare per il futuro.

Tabella 2.2.9 - Livello di motorizzazione degli italiani. Anni 1990-2004
(popolazione/autovetture circolanti)

1990	2,11
1995	1,89
2000	1,78
2001	1,74
2002	1,72
2003	1,67
2004	1,71

Fonte: Statistiche automobilistiche ACI, 2005

L'analisi dei prezzi dei carburanti, sia quelli industriali sia quelli al consumo, evidenzia un andamento generalmente in crescita (tabella 2.2.10).

Come si può notare, sia i prezzi industriali dei carburanti (prezzi al consumo, al netto della componente fiscale) sia quelli al consumo hanno registrato nel 2004 aumenti, ad eccezione del GPL.

Anche gli indici dei prezzi al consumo dei servizi di trasporto (tabella 2.2.11) mostrano dinamiche crescenti.

Tra il 1996 ed il 2004 l'indice di settore ha registrato un aumento del 20%.

Tale evoluzione non è stata uniforme all'interno delle voci di spesa, dove si evidenzia una tendenza ad un elevato rialzo per quanto riguarda le spese per servizi di trasporto (+27%), fortemente condizionati dal caro petrolio, e ad un rialzo meno consistente per le spese di acquisto dei mezzi (+11%), favoriti da politiche incentivanti sia nei confronti delle famiglie sia nei confronti delle imprese.

Tabella 2.2.10 - Prezzi medi annui (a) dei carburanti. Anni 1996-2004 (€)

	1996	1997	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Benzina senza piombo								
Prezzo industriale	0,250	0,262	0,259	0,381	0,353	0,330	0,339	0,379
Prezzo al consumo	0,925	0,942	0,958	1,083	1,052	1,046	1,057	1,125
Gasolio auto								
Prezzo industriale	0,234	0,238	0,233	0,361	0,338	0,310	0,328	0,380
Prezzo al consumo	0,737	0,744	0,760	0,892	0,868	0,856	0,877	0,940
GPL auto								
Prezzo industriale			0,241	0,306	0,304	0,276	0,294	0,293
Prezzo al consumo			0,476	0,542	0,541	0,519	0,541	0,539

(a) Media ponderata con i consumi mensili

Fonte: ISTAT ed elaborazioni ENEA

Tabella 2.2.11 - Indici dei prezzi al consumo dei trasporti per l'intera collettività. Anni 1996-2004 (Anno Base 1995=100)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Acquisto mezzi di trasporto:	104,8	104,1	107,1	108,0	110,1	112,0	115,0	116,7	116,2
automobili	104,7	103,7	106,8	107,3	109,7	111,8	114,9	116,6	116,1
Spese eserc. mezzi di trasp.	104,3	106,9	107,1	110,3	116,8	118,1	119,2	122,9	128,1
pezzi di ricambio	105,3	107,1	107,4	106,2	105,4	105,5	105,3	106,2	108,7
carburanti e lubrificanti	...	105,5	102,6	107,0	120,3	118,1	115,2	117,7	124,4
manutenz. e riparaz.	104,8	108,6	111,2	114,4	117,9	121,7	126,1	130,9	136,7
Servizi di trasporto	103,8	107,1	108,9	111,0	112,8	115,8	120,7	124,4	132,0
trasporto ferroviario	101,0	107,8	109,1	109,3	111,7	116,4	117,4	120,5	120,9
trasporto stradale	105,2	108,9	110,5	112,2	114,0	116,6	120,5	124,9	127,3
taxi	105,0	108,7	110,6	113,2	116,1	119,6	125,6	128,8	131,4
trasp. strad. extraurb.	105,5	109,4	110,3	110,9	111,2	112,4	113,6	119,1	121,5
trasporto aereo	100,2	98,5	93,3	97,0	97,1	99,9	106,0	108,9	121,5
trasporto marittimo	102,7	109,4	111,5	112,5	116,2	122,5	133,5	132,8	138,3
trasp. su vie d'acqua	...	130,4	133,4	138,3	151,8	152,1	152,8	172,3	185,6
trasp. urb. multimodale	105,4	107,9	110,9	113,7	116,4	118,1	122,1	127,6	135,1
TOTALE TRASPORTI	104,4	106,1	107,4	109,9	114,3	116,1	118,4	121,4	125,2

Fonte: Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

2.2.4 Le emissioni inquinanti

Le emissioni inquinanti in atmosfera, derivanti dallo sviluppo dell'attività di trasporto, benché abbiano subito una diminuzione per unità di veicolo, grazie soprattutto ai progressi tecnologici, hanno comunque confermato un *trend* in continuo aumento.

Il trasporto, principalmente quello su strada, è un'importante fonte di produzione di ossidi di carbonio (CO e CO₂), di azoto (NO_x), di zolfo (SO_x) e di idrocarburi incombusti.

Il quadro generale delle emissioni in atmosfera viene fornito annualmente dall'APAT (Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici).

Punta dolente rimangono le emissioni di anidride carbonica, fortemente collegate al consumo di combustibili fossili, in continuo aumento già da tanti anni; esse, che rappresentano secondo una parte della comunità scientifica la principale causa dell'inasprimento dell'effetto serra, nel periodo

1990-2002 hanno registrato una crescita del 25,9% e un incremento, nel 2001-2002, pari al 2,8%. I trasporti su strada, con il 95% di emissioni a carico, continuano ad essere il settore più inquinante (tabella 2.2.12) (Mt CO₂ eq. valori %).

Tabella 2.2.12 - Emissioni di gas serra (a) del settore trasporti. Anni 1990-2002 (Mt CO₂ eq.)

	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Anidride carbonica	100,5	110,3	114,2	117,3	118,6	119,5	121,8	125,3
Metano	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
Protoss. di azoto	2,0	2,6	3,0	3,3	3,5	3,7	4,0	4,1
TOTALE	103,4	113,9	118,1	121,5	123,0	124,0	126,6	130,2
%								
Passengeri	64,8	68,6	67,9	67,9	67,6	67,5	67,2	66,7
Merci	31,6	28,5	28,9	29,0	29,6	29,9	30,2	30,7
Altro (b)	3,6	2,9	3,2	3,1	2,8	2,6	2,6	2,6
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
%								
Strada	94,4	95,6	95,0	95,1	95,1	95,0	95,2	95,0
Altri modi	5,6	4,4	5,0	4,9	4,9	5,0	4,8	5,0
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(a) CO₂, CH₄, N₂O

(b) Pubblica amministrazione e nautica

Fonte: APAT

Questo benché la penetrazione di nuove tecnologie ha consentito la riduzione delle emissioni puntuali, ma non ha prodotto l'abbassamento nel tempo delle quote relative di inquinamento, a causa soprattutto dell'incremento generalizzato della circolazione dei veicoli merci e passeggeri.

Figura 2.2.4 - Emissioni di gas serra del settore trasporti. Anni 1990-2001 Mt CO₂ eq.

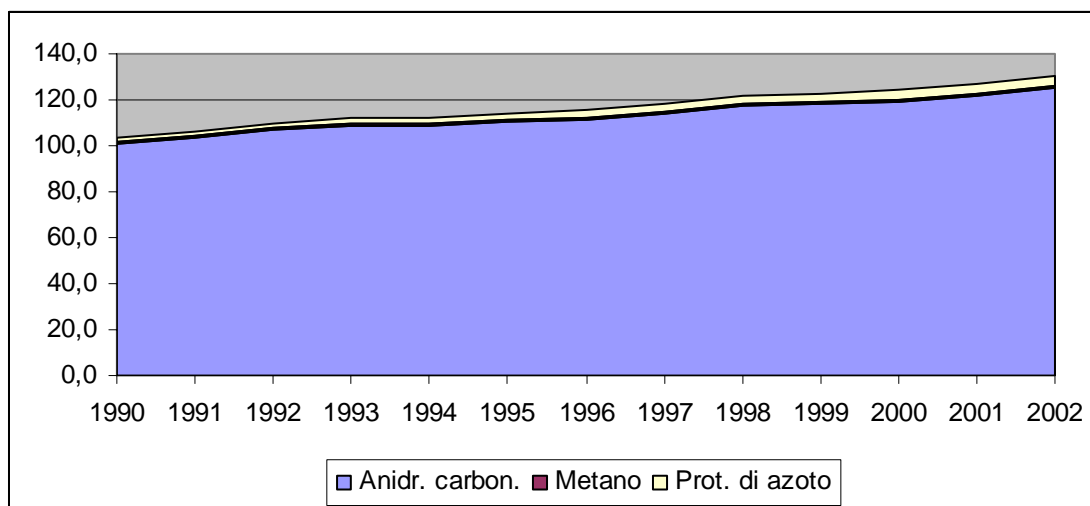
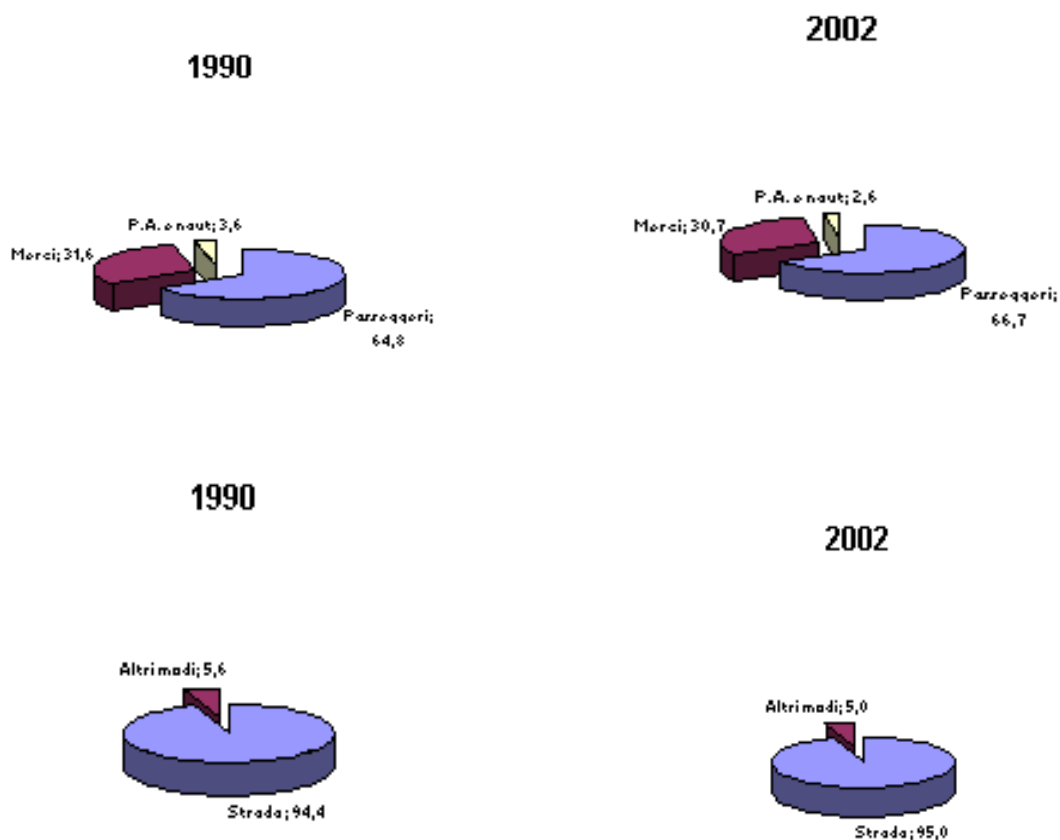


Figura 2.2.5 - Emissioni di gas serra per tipo di trasporto e per modalità (%)



Fonte: APAT

Le emissioni di metano, legate a quelle dei COVNM, appaiono stabilizzate nel tempo, mentre l'aumento delle emissioni di protossido di azoto (raddoppiate nell'arco temporale analizzato), presenti soprattutto come effetto secondario delle marmitte catalitiche, è conseguente alla diffusione dei veicoli catalizzati.

Alcune emissioni, come gli ossidi di azoto (NOx) e i composti organici volatili non metanici (COVNM), sono invece collegati alle modalità di combustione delle fonti energetiche. La loro evoluzione temporale (rappresentata in tabella 2.2.13) è in netta diminuzione.

Tabella 2.2.13 - Emissioni dei principali inquinanti atmosferici del settore trasporti. Anni 1990-2002

(Valori in kt e %)

	1990		1995		2000		2001		2002	
	kt									
	NO _x	COVNM	NO _x	COVNM	NO _x	COVNM	NO _x	COVNM	NO _x	COVNM
Passeggeri	597,2	556,0	625,8	605,7	460,1	470,3	433,0	450,2	416,5	436,5
Merci	321,4	76,6	319,4	69,2	333,2	65,8	329,8	63,9	323,6	62,8
Altro	57,7	92,0	52,2	104,4	58,1	107,4	62,6	104,8	64,4	109,3
TOTALE	976,3	724,6	997,4	779,3	851,4	643,5	825,4	618,9	804,5	608,6
%										
Strada	93	87	94	87	92	83	91	83	90	82
Altri modi	7	13	6	13	8	17	9	17	10	18
TOTALE	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fonte: APAT

La presente tabella evidenzia una riduzione delle emissioni totali di ossidi di azoto a partire dal 1995, dovuta all'introduzione obbligatoria delle marmitte catalitiche e alla completa abolizione della benzina super. Tale riduzione, però, è da attribuirsi esclusivamente al trasporto passeggeri, mentre per il trasporto merci si registrano livelli costanti nel lungo periodo.

Il trasporto stradale è il settore che, inoltre, ha maggiormente contribuito sia alle emissioni di ossidi di azoto sia di composti organici volatili, anche se il fenomeno sembra negli ultimi anni in rallentamento.

La limitazione dell'uso dell'auto privata è una tappa obbligatoria di tali politiche: il mix di misure da prendere ruota attorno a questo obiettivo centrale.

Poiché dal settore dei trasporti proviene circa un quarto delle emissioni totali di gas serra, esso richiede gli interventi più immediati e consistenti, per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale dei sistemi locali, nazionali e planetari.

2.3 IL SETTORE RESIDENZIALE E TERZIARIO

2.3.1 Introduzione

I consumi finali di energia nel settore civile negli anni 2000-2004 sono caratterizzati da un progressivo aumento, ad eccezione di una leggera flessione nel 2002 rispetto a quanto registrato l'anno precedente. I dati diffusi dal Ministero delle Attività Produttive evidenziano nel periodo 2000-2004 un aumento dei consumi energetici del settore in esame del 10%.

Più in dettaglio, come mostrano i dati riportati nella tabella 2.3.1, i consumi complessivi di energia nel civile aumentano del 3,5% tra il 2000 e il 2001, diminuiscono del 2% tra il 2001 e il 2002, aumentano dell'8% circa nel 2003 rispetto al 2002, per poi rimanere sostanzialmente costanti negli anni 2003 e 2004.

Sostanzialmente invariata rimane, nel medesimo periodo (2000-2004), l'incidenza dei consumi energetici del settore in esame rispetto al totale degli impieghi finali di energia, oscillando tra un minimo del 28,6% nel 2000 ed un massimo del 30,2% nel 2004.

Tabella 2.3.1 - Consumi di energia nel settore civile per fonte. Anni 1990-2004 (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004 ^(***)
Energia elettrica	7.976	9.170	10.589	10.870	11.331	11.925	11.937
Gas	15.750	18.807	20.697	21.548	20.920	23.519	23.300
Prodotti petroliferi	10.107	7.293	6.833	6.983	6.578	6.515	6.800
<i>GPL</i>		1.733	1.852	2.203	2.105	2.212	-
<i>Gasolio</i>		7.703	5.225	4.306	4.481	3.982	-
<i>Olio combustibile</i>		671	216	323	343	321	-
Carbone	103	124	65	75	17	17	17
Totale fossili	25.960	26.224	27.595	28.606	27.515	30.051	30.117
Legna ^(*)	658	932	1.154	1.234	1.067	1.132	1.200
Totale usi finali ^(**)	34.593	36.325	39.338	40.709	39.913	43.108	43.600

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

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

^(***) Dati provvisori.

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

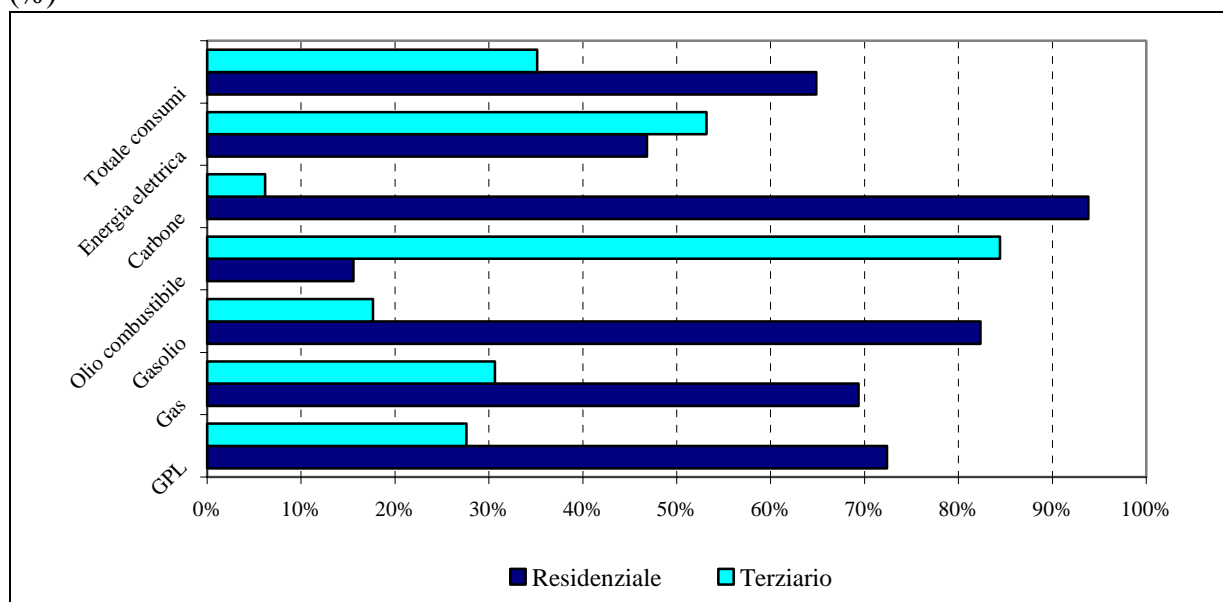
L'energia elettrica è l'unica fonte energetica il cui impiego fa registrare un continuo graduale aumento in tutto l'arco temporale 2000-2004, non risentendo neppure della flessione che caratterizza tutte le fonti energetiche utilizzate nel settore nel 2002. Altalenante risulta invece l'andamento del consumo di gas naturale: +4% nel periodo 2000-2001, -3% nel periodo 2001-2002, +12% nel periodo 2002-2003 ed infine -1% negli anni 2003-2004, sostanzialmente seguendo l'andamento climatico.

Focalizzando l'attenzione sul 2003, ultimo anno per il quale sono disponibili dati definitivi sull'impiego delle singole fonti energetiche, si può notare come energia elettrica e gas naturale da sole soddisfino nel 2003 circa l'82% della domanda di energia del settore civile, i prodotti petroliferi il 15% e i combustibili solidi il rimanente 3%. Tali percentuali sono confermate anche per il 2004 stando ai valori provvisori attualmente disponibili.

La quota predominante dei consumi energetici del civile è da attribuire ai consumi energetici del settore residenziale, anche se va aumentando negli ultimi anni il peso del terziario: nel 1995 il residenziale è responsabile del 71% del totale dei consumi del civile e il terziario il 29%, nel 2000 il residenziale determina il 67% del totale dei consumi del civile e il terziario il 33% ed infine nel 2003 residenziale e terziario sono responsabili rispettivamente del 65% e del 35% del totale dei consumi del settore civile.

La figura 2.3.1 mostra la ripartizione dei consumi energetici del settore civile tra residenziale e terziario nel 2003 per fonte energetica.

Figura 2.3.1 - Ripartizione dei consumi energetici tra residenziale e terziario per fonte. Anno 2003 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

2.3.2 Il settore residenziale

L'anno 2003 fa registrare un aumento dei consumi del settore residenziale del 6% circa rispetto al 2002 attestandosi intorno ad un valore pari a circa 28 Mtep. Tale incremento, a livello di singole fonti energetiche, si traduce sostanzialmente in un aumento del consumo di gas naturale che passa dai 14,8 Mtep del 2002 ai 16,3 Mtep del 2003. In aumento anche il consumo di GPL che passa da 1,5 Mtep nel 2002 a 1,6 Mtep nel 2003, e di energia elettrica, che passa dai 5,4 Mtep del 2002 ai 5,6 Mtep del 2003. Diminuiscono nel 2003 i consumi di gasolio e di olio combustibile del 4% circa rispetto all'anno precedente.

Tabella 2.3.2 - Consumi di energia nel settore residenziale per fonte (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Energia elettrica	4.535	4.922	5.256	5.294	5.411	5.586
Gas naturale	11.428	13.694	14.841	15.391	14.801	16.309
Prodotti petroliferi	8.418	6.024	5.192	5.311	4.997	4.931
<i>GPL</i>	1.544	1.601	1.584	1.562	1.530	1.601
<i>Gasolio</i>	6.547	4.344	3.551	3.692	3.415	3.279
<i>Olio combustibile</i>	327	79	57	57	52	50
Carbone	83	107	58	67	15	15
Totale fossili	19.929	19.824	20.090	20.769	19.813	21.255
Legna	652	925	1.146	1.225	1.059	1.125
Totale usi finali (*)	25.117	25.671	26.491	27.287	26.283	27.966

(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Gas naturale ed energia elettrica soddisfano nel 2003 il 78% del totale dei consumi del settore residenziale, seguono il gasolio, la cui incidenza sul totale dei consumi risulta pari all'11,7%, GPL e legna con una incidenza sul totale pari rispettivamente al 5,7% e al 4%.

In termini di funzione d'uso la domanda energetica del settore, nel 2003, è prodotta per il 67% dal riscaldamento, per il 15% da usi elettrici obbligati, per il 12% dalla produzione di acqua calda e per il rimanente 6% dagli usi cucina.

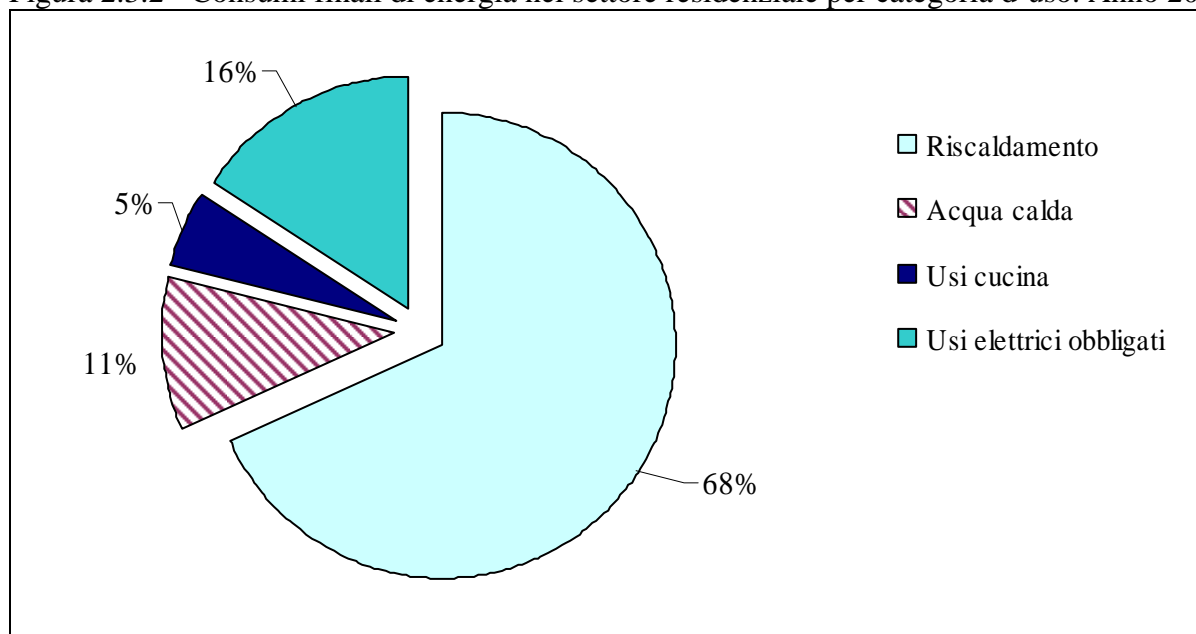
I consumi energetici per riscaldamento dal 1990 al 2003 aumentano dell'11% circa attestandosi intorno ad un valore pari a poco più di 19 Mtep.

Tabella 2.3.3 - Consumi finali energia nel settore residenziale per funzione d'uso (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Riscaldamento	17.272	17.497	17.993	18.728	17.657	19.123
Acqua calda	2.807	2.857	2.907	2.939	2.900	2.952
Usi cucina	1.667	1.621	1.539	1.523	1.504	1.486
Usi elettrici obbligati	3.371	3.696	4.052	4.097	4.222	4.404
Totale residenziale	25.117	25.671	26.491	27.287	26.283	27.966

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Figura 2.3.2 - Consumi finali di energia nel settore residenziale per categoria d'uso. Anno 2003 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Tabella 2.3.4 - Consumi di energia per riscaldamento per fonte (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Energia elettrica	134	151	156	157	159	162
Gas	9.127	11.239	12.300	12.828	12.254	13.708
Prodotti petroliferi	7.288	5.089	4.340	4.456	4.171	4.114
<i>GPL</i>	903	984	994	980	955	1.026
<i>Gasolio</i>	6.071	4.029	3.291	3.422	3.165	3.040
<i>Olio combustibile</i>	315	76	55	54	50	48
Carbone	71	94	52	61	14	14
Totale fossili	16.486	16.421	16.692	17.346	16.438	17.837
Legna	652	925	1.145	1.225	1.059	1.125
Totale consumi (*)	17.272	17.497	17.993	18.728	17.657	19.123

(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Come appare evidente dalla tabella 2.3.4 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 72% del 2003. Il gasolio nel 2003 copre il 16% del totale dei consumi per riscaldamento, seguono legna e GPL che coprono rispettivamente il 6% e il 5,4% del totale.

I dati Istat relativi al 14° Censimento della popolazione e delle abitazioni mettono in luce un aumento del 16% delle abitazioni riscaldate nel decennio 1991-2001; nel 1991 le abitazioni riscaldate rappresentavano l'89% del totale delle abitazioni occupate, nel 2001 rappresentano il 94%, percentuali queste che stanno ad indicare una penetrazione degli impianti di riscaldamento nella quasi totalità delle abitazioni. Sono gli impianti autonomi a far registrare l'incremento maggiore, mentre in flessione è il numero delle abitazioni con impianto centralizzato. Analizzando i consumi per riscaldamento alla luce di queste informazioni concernenti le abitazioni, si possono intravedere dei miglioramenti in termini di efficienza energetica del parco impianti italiano.

Non va ovviamente trascurata la componente climatica che influisce in modo considerevole sui consumi energetici per riscaldamento. Sebbene le temperature stiano mediamente aumentando negli ultimi anni, vi possono essere differenze anche abbastanza rilevanti da un anno ad un altro.

Utilizzare dati destagionalizzati consente pertanto un'analisi più significativa dei cambiamenti intervenuti nel corso degli anni nei consumi energetici per riscaldamento. Al fine di procedere alla destagionalizzazione dei consumi si utilizzano i dati relativi ai gradi giorno calcolati da Eurostat in base ad una nuova metodologia che tiene conto di un numero molto più elevato di stazioni meteorologiche rispetto a quanto accadeva negli anni precedenti.

In accordo con la metodologia Eurostat, dividendo i gradi giorno annuali per la media dei gradi giorno nel periodo 1980-2003 (media pari a 2089), vengono calcolati i "gradi giorno relativi" da utilizzare per la destagionalizzazione dei consumi energetici.

Le tabelle 2.3.5 e 2.3.6 riportano rispettivamente i valori dei gradi giorno effettivi e dei gradi giorno relativi per il periodo 1990-2003 e i consumi energetici per riscaldamento effettivi e destagionalizzati.

Tabella 2.3.5 - Gradi giorno effettivi e relativi

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Gradi giorno effettivi	1978	1976	1959	1833	1819	1971
Gradi giorno relativi	0,947	0,946	0,938	0,878	0,871	0,944

Fonte: elaborazione ENEA

Tabella 2.3.6 - Consumi energetici per riscaldamento effettivi e a clima normalizzato (ktep)

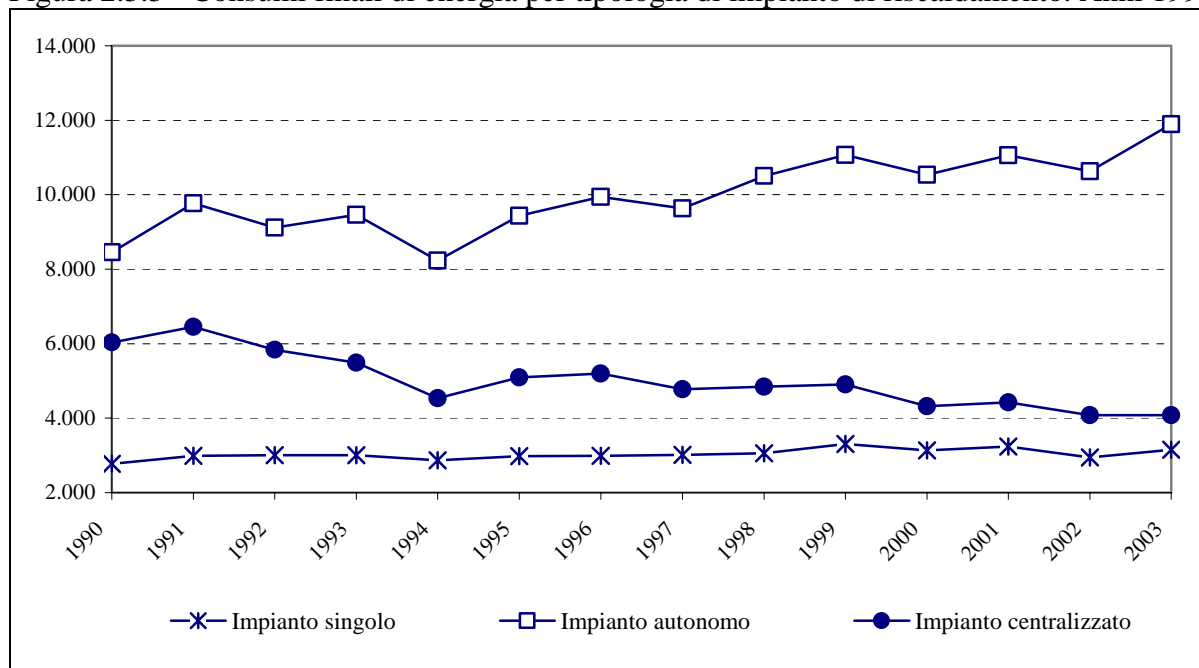
	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Consumi effettivi	17.272	17.497	17.993	18.728	17.657	19.123
Consumi a clima normalizzato	18.237	18.492	19.180	21.335	20.268	20.266

Fonte: elaborazione ENEA

Confrontando i consumi a clima normalizzato con quelli relativi ai consumi per riscaldamento effettivi si può notare come negli ultimi anni i primi siano ben superiori rispetto ai secondi: nel 2000 e nel 2003 i consumi a clima normalizzato sono superiori a quelli effettivi di circa 1,1 Mtep, nel 2001 e nel 2002 i consumi a clima normalizzato sono superiori a quelli effettivi di circa 2,6 Mtep.

Analizzando i consumi per riscaldamento in base alla tipologia di impianto emerge la forte diminuzione dei consumi degli impianti centralizzati dal 1990 al 2003 (-33%), diminuzione compensata da un forte aumento nei consumi degli impianti autonomi (+40% nel medesimo arco temporale); in leggero aumento anche i consumi degli impianti singoli (+13,5% dal 1990 al 2003). La figura 2.3.3 mostra l'andamento dei consumi per riscaldamento distinti per tipologia di impianto nell'arco temporale 1990-2003.

Figura 2.3.3 - Consumi finali di energia per tipologia di impianto di riscaldamento. Anni 1990-2003



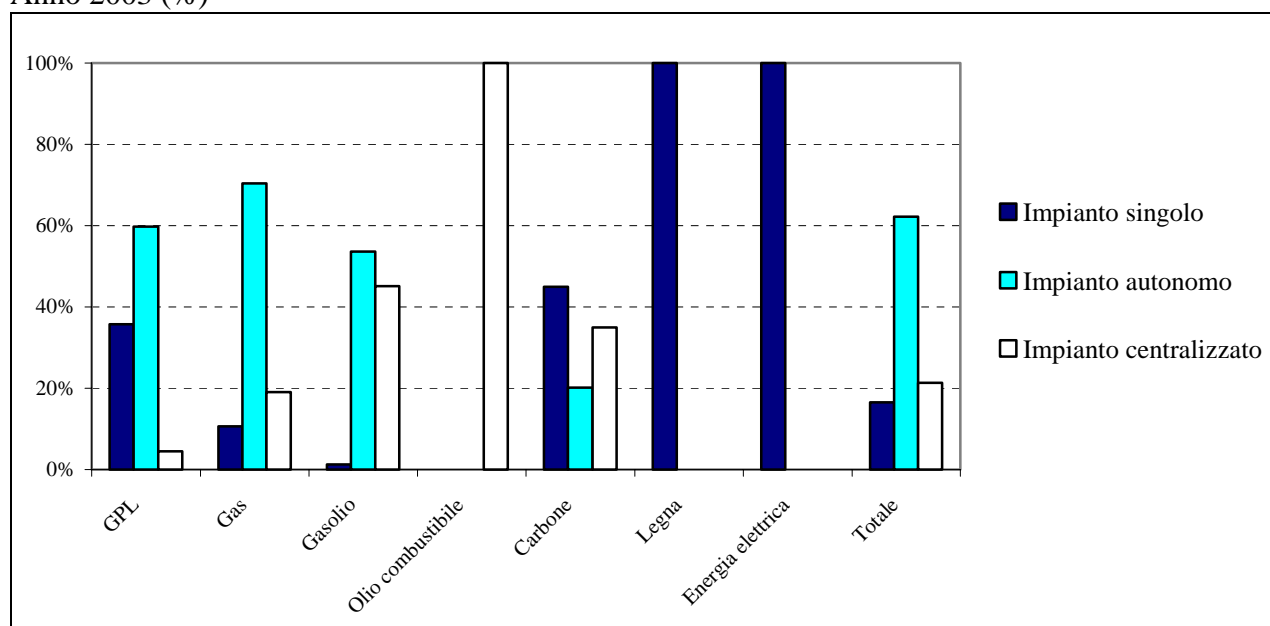
Fonte: elaborazione ENEA

Da un'analisi combinata dei consumi per fonte energetica e per tipologia di impianto emerge come il gas naturale venga impiegato quasi esclusivamente negli impianti di tipo autonomo (70% nel 2003); per quanto riguarda i prodotti petroliferi, invece, bisogna operare una distinzione: l'olio combustibile viene utilizzato esclusivamente negli impianti di tipo centralizzato; il GPL viene impiegato principalmente negli impianti di tipo autonomo (60%) e in quelli singoli (36%) mentre il gasolio è utilizzato in percentuale quasi uguale negli impianti autonomi (53%) e negli impianti centralizzati (45%). I consumi di legna e di energia elettrica per riscaldamento sono imputabili interamente all'impiego di apparecchi singoli: camino tradizionale (60%), camino innovativo (12%), stufa tradizionale (22%), stufa innovativa (6%), per la legna; stufe elettriche e pompe di calore per l'elettrico.

La figura 2.3.4 mostra la distribuzione di ciascuna fonte energetica per tipologia di impianto di riscaldamento nell'anno 2003.

I consumi di energia per la produzione di acqua calda, come appare evidente dai dati riportati nella tabella 2.3.7, non hanno fatto registrare forti variazioni negli ultimi anni. Dal 2000 al 2003 tali consumi infatti si mantengono quasi costanti intorno ad un valore pari a 2,9 Mtep. Nonostante la diminuzione nell'impiego di energia elettrica va evidenziato come tale fonte nel 2003 rappresenti ancora il 30% del totale dei consumi energetici per acqua calda. È il gas naturale la fonte maggiormente utilizzata: nel 2003 i consumi di gas per produrre acqua calda ammontano a 1.690 ktep, pari al 57% del totale dei consumi.

Figura 2.3.4 - Consumi finali di energia per fonte e per tipologia di impianto di riscaldamento. Anno 2003 (%)



Fonte: elaborazione ENEA

Tabella 2.3.7 - Consumi di energia per produzione di acqua calda per fonte (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Energia elettrica	906	950	929	922	915	907
Gas naturale	1.312	1.476	1.602	1.631	1.625	1.690
Prodotti petroliferi	581	422	372	381	359	355
<i>GPL</i>	92	104	109	108	107	114
<i>Gasolio</i>	476	315	260	270	250	239
<i>Olio combustibile</i>	12	3	2	2	2	2
Carbone	8	9	4	4	1	1
Totale fossili	1.901	1.907	1.978	2.017	1.986	2.046
Totale usi finali (*)	2.807	2.857	2.907	2.939	2.900	2.952

(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

I consumi energetici per usi cucina sono diminuiti dal 1990 al 2003 del 10% attestandosi intorno ad un valore di circa 1,5 Mtep (tabella 2.3.8). Gas e GPL sono le due fonti energetiche che da sole soddisfano la quasi totalità della domanda: il gas copre il 61% dei consumi totali di energia per usi cucina, il GPL il 31%.

Dall'analisi dei consumi energetici del settore residenziale per funzione d'uso emerge, infine, il peso sempre maggiore che sono andati rivestendo i consumi per usi elettrici obbligati.

Dal 1990 al 2003 i consumi per usi elettrici obbligati aumentano del 30,6% passando da 3,4 Mtep a 4,4 Mtep. Nel 2003 gli usi elettrici obbligati costituiscono il 15,7% del totale dei consumi del settore residenziale e ben il 78% del totale dei consumi elettrici delle famiglie (tabella 2.3.9).

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.

La tabella 2.3.10 riporta i dati ISTAT relativi al possesso di alcuni beni durevoli dal 1997 al 2003: si può notare come alcuni elettrodomestici siano ormai largamente diffusi tra le famiglie mentre si vanno rapidamente diffondendo nuove tecnologie.

Tabella 2.3.8 - Consumi di energia per usi cucina per fonte (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Energia elettrica	125	125	118	117	115	113
Gas naturale	989	979	939	931	921	911
GPL	549	513	480	474	468	461
Carbone	4	3	2	2	2	2
Totale fossili	1.543	1.496	1.421	1.407	1.391	1.374
Totale usi finali (*)	1.668	1.621	1.540	1.524	1.506	1.487

(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Tabella 2.3.9 - Consumi per usi elettrici obbligati

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Consumi (ktep)	3.371	3.696	4.052	4.097	4.222	4.404
Usi elettrici obbligati su totale consumi (%)	13,4	14,4	15,3	15,0	16,1	15,7
Usi elettrici obbligati su consumi elettrici famiglie (%)	74,3	75,1	77,1	77,4	78,0	78,8

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Tabella 2.3.10 - Famiglie che dichiarano di possedere beni durevoli. Anni 1997-2002 (per 100 famiglie)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Lavastoviglie	28,7	28,6	28,9	30,9	33,3	33,4	35,0
Lavatrice	96,1	96,3	96,1	96,0	96,6	96,1	nd
Videoregistratore	60,7	62,0	63,7	64,6	66,2	66,8	67,3
Impianto Hi-fi	47,5	47,7	50,1	52,2	55,2	54,9	55,7
Condizionatori, climatizzatori	(*)	(*)	(*)	(*)	10,7	13,1	16,4
Consolle, videogiochi, ecc.	(*)	(*)	(*)	(*)	16,8	17,0	17,0
Personal computer	16,7	18,8	20,9	25,6	34,9	38,9	42,7
Modem	3,9	5,3	9,4	16,6	25,1	30,4	32,3
Fax	3,8	4,5	6,0	6,7	7,3	7,2	7,2
Televisore a colori	95,4	96,1	96,4	95,7	95,5	94,9	96,4
Più di un televisore	43,2	41,6	41,7	42,3	44,5	47,8	47,2

(*) Negli anni 1997-2000 tale voce non è stata rilevata

Fonte: ISTAT

Lavatrice e televisore a colori sono beni ormai diffusi pressì la quasi totalità delle famiglie; in aumento la diffusione di lavastoviglie anche se la percentuale di famiglie che possiede tale elettrodomestico è ancora piuttosto bassa. Da sottolineare, per l'impatto che determina sui consumi di energia elettrica, è l'aumento nella percentuale di famiglie in possesso di un condizionatore, percentuale che passa dal 10,7% del 2001 al 16,4% del 2003.

L'aumento esponenziale nei consumi per usi elettrici obbligati legato alla diffusione delle applicazioni elettriche nel settore residenziale è in parte frenato dalla diffusione di tecnologie più efficienti. Esemplicativo è al riguardo l'andamento dei consumi energetici unitari di lavatrici e frigoriferi e freezer immessi sul mercato dal 1996 al 2001 riportati nella tabella 2.3.11.

Tabella 2.3.11 - Consumi energetici unitari

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Frigoriferi e freezer (kWh/apparecchio)	465	458	449	431	414	372
Lavatrici (kWh/anno)	315	311	307	288	269	258

Fonte: ENEA, progetto E-GRIDS, DG Ricerca. EU

La maggiore efficienza energetica raggiunta è il risultato sia del naturale processo di innovazione sia dell'entrata in vigore, a partire dalla metà degli anni Novanta, di politiche e misure comunitarie per gli usi efficienti delle apparecchiature elettriche (etichettatura degli elettrodomestici).

2.3.3 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 2003, pari a 15,1 Mtep, che corrispondono al 35,1% della richiesta complessiva del settore civile e al 10,5% del totale impieghi finali (7,8% della disponibilità lorda di energia).

Nel 2003 si è registrata un aumento della domanda di energia del terziario dell'11,1% rispetto all'anno precedente, aumento superiore a quello registratosi nel settore civile (+8,0%) e a fronte di un leggero incremento del valore aggiunto settoriale dello 0,9%. 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 20,2 tep/milioni di eurolire95 nel 2002 a 22,3 tep/milioni di eurolire95 nel 2003, con un incremento del 10,1% (figura 2.3.5).

Nel corso del 2003 il terziario è stato il settore più attivo dell'intero sistema economico. Infatti ha mostrato sia una maggiore crescita economica rispetto all'economia nel suo complesso (+0,3%) sia una maggiore richiesta di energia che è risultata quasi il triplo dell'intera economia (+4,0%). Questo sviluppo più sostenuto è sottolineato anche dalla variazione che ha subito l'intensità energetica: +10,1% nel terziario rispetto al 2002 contro un +3,7% per l'intera economia.

Tabella 2.3.12 - Consumi di fonti energetiche nel settore terziario (ktep). Anni 1990-2003

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Energia elettrica	3.441	4.248	4.822	5.076	5.333	5.576	5.920	6.339
Prodotti petroliferi	1.688	1.269	1.336	1.846	1.640	1.672	1.581	1.585
<i>GPL</i>	188	251	244	705	619	596	576	611
<i>Gasolio</i>	1.156	881	849	848	755	789	730	703
<i>Olio combustibile</i>	344	136	243	293	266	286	276	271
Gas naturale	4.322	5.113	5.624	5.948	5.856	6.158	6.120	7.210
Carbone	20	18	8	8	7	8	1	1
Totale fossili	6.030	6.399	6.968	7.801	7.504	7.837	7.702	8.796
Totale usi finali*	9.471	10.647	11.791	12.878	12.837	13.413	13.622	15.135

* energia elettrica a 860 kcal/kWh;

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

La struttura dei consumi finali del terziario nel 2003 rispecchia quella del 2002. Le principali fonti energetiche sono l'energia elettrica ed il gas naturale, che insieme soddisfano l'89,5% della domanda di energia. Nel 2003, però, si assiste ad un cambiamento nell'andamento della domanda di energia: per la prima volta dal 1999 la quota di consumo dell'energia elettrica si è ridotta rispetto all'anno precedente mentre la quota del gas naturale è aumentata. Questa situazione è il risultato del notevole incremento nel consumo di gas naturale rispetto al 2002, +17,8%, contro un più limitato incremento della domanda di energia elettrica, +7,1%. Tali tassi confermano per l'energia elettrica l'andamento positivo di crescita del consumo e per il gas naturale un andamento oscillante: ad un anno di crescita positivo segue uno di crescita negativo e viceversa. La spiegazione di questo andamento altalenante sembra in parte dovuto alle condizioni climatiche e al diffondersi dell'uso del gas naturale non solo per il riscaldamento ma anche per il condizionamento nelle grandi unità locali, quali centri commerciali ed ospedali, ma anche con l'andamento del prezzo del gas: nei primi

mesi del 2003 è continuata la discesa del prezzo che si era realizzata nel corso del 2002, anche se alla fine dell'anno è risultato un aumento del prezzo medio del gas del 2003 rispetto al 2002. Gli andamenti del terziario riprendono lo sviluppo della domanda di energia a livello di intera economia, ma in modo molto più accentuato: +7,1% del terziario contro +3,1% dell'intera economia per l'energia elettrica, +17,8% del terziario contro 7,4% per il gas naturale.

Figura 2.3.5a - Alcuni indicatori del settore terziario (Numeri indice 1995=100)

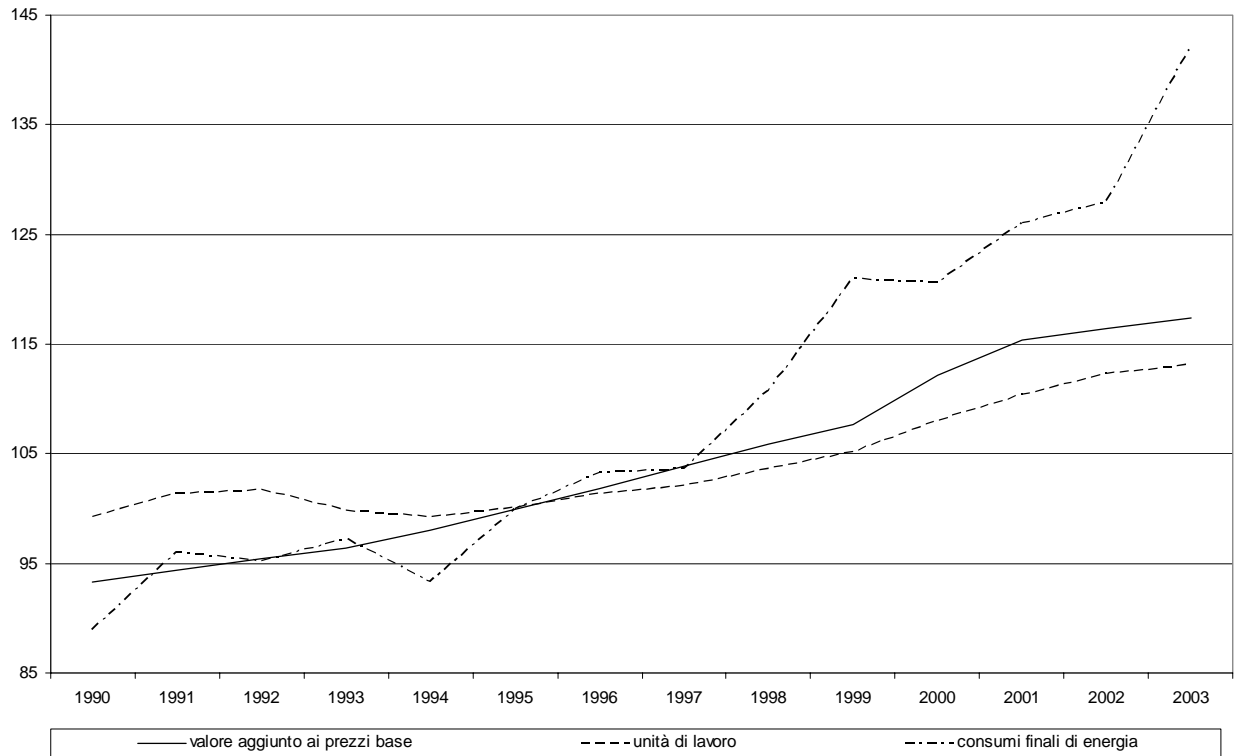
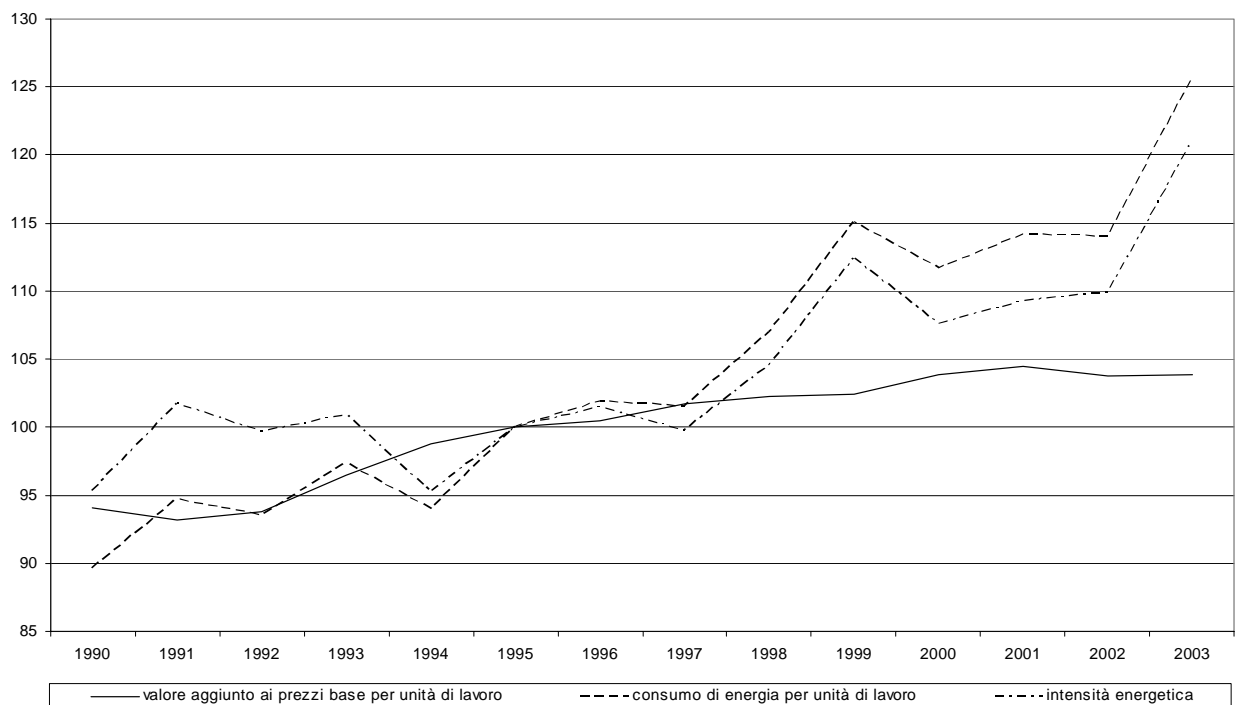


Figura 2.3.5b - Alcuni indicatori del settore terziario (Numeri indice 1995=100)



Il gas naturale continua ad essere la principale fonte energetica con il 47,6% del consumo energetico totale del settore seguita dall'energia elettrica con il 41,9%. Nonostante la sua quota di consumo sia inferiore al gas, l'energia elettrica è la fonte energetica che ha subito il maggiore incremento nel periodo 1990-2003: +84,2% (+7,0% annuo) contro il +66,8% del gas naturale.

Il consumo di prodotti petroliferi è rimasto praticamente costante dopo l'anno negativo rappresentato dal 2002: -5,4% nel 2002, +0,2% nel 2003, riducendo ulteriormente la quota relativa di consumo dei prodotti petroliferi (da 11,6% a 10,5%). 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 l'anno precedente, rispettivamente, -3,7% e 1,8%. Nel periodo 1990-2003 la diminuzione del gasolio è stata del 39,2%.

Il consumo di energia elettrica nel 2003 ha subito un aumento del 7,1% rispetto all'anno precedente. Tutti i settori di attività del terziario hanno presentato tassi crescenti e superiori al 7% ad eccezione del settore Credito e assicurazioni ed Illuminazione pubblica che presentano un aumento più ridotto del consumo di energia elettrica, rispettivamente, +4,4% e +1,6%. Tutti i settori presentano tassi più alti dei precedenti anni: i principali sono i settori Comunicazioni (+9,3%), Commercio (+8,4%) e Pubblica amministrazione (+8,2%). La distribuzione dei consumi energetici è rimasta praticamente invariata (tabella 2.3.13): i servizi vendibili assorbono il 74,0% dei consumi totali, il solo settore Commercio rappresenta il 28,2% del totale, seguito da Alberghi, ristoranti e bar con il 15,5%. Il settore Commercio è l'unico settore che presenta un aumento costante della quota di consumo; nel 2003 anche i settori Comunicazioni e Pubblica amministrazione, anche se leggermente, hanno aumentato la propria quota relativa di consumo mentre quella degli altri settori si è ridotta.

A livello regionale gli incrementi maggiori si sono avuti al sud: Sardegna (+9,9%), Basilicata (+9,5%), Calabria (+9,4%) e Campania (+8,9%).

Tabella 2.3.13 - Consumi di energia elettrica per settori di attività (GWh)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Commercio	13.797,1	14.748,7	15.632,2	16.358,5	17.519,9	18.992,0
Alberghi, ristoranti e bar	8.132,7	8.516,1	8.944,3	9.312,3	9.744,5	10.431,2
Credito e assicurazioni	2.340,3	2.410,2	2.410,9	2.440,1	2.462,7	2.571,5
Comunicazioni	2.751,4	2.849,2	3.114,8	3.337,1	3.277,9	3.582,9
Altri servizi vendibili	10.066,8	10.718,7	11.259,0	12.205,9	13.278,6	14.328,5
Totale servizi vendibili	37.088,3	39.242,9	41.361,2	43.653,9	46.283,6	49.906,1
Pubblica Amministrazione	3.234,0	3.364,1	3.453,2	3.499,8	3.603,6	3.897,8
Illuminazione pubblica	5.183,9	5.373,6	5.471,2	5.560,7	5.699,7	5.790,8
Altri servizi non vendibili	5.565,7	5.917,8	6.309,5	6.521,0	7.244,0	7.831,8
Totale servizi non vendibili	13.983,6	14.655,5	15.233,9	15.581,5	16.547,3	17.520,3
Totale	51.071,9	53.898,4	56.595,1	59.235,4	62.830,9	67.426,4

Fonte: GRTN

Un ulteriore elemento di analisi è rappresentato dalla scelta delle unità locali di ricorrere al mercato libero. Infatti dall'attuazione del decreto legislativo 79 del 16 marzo 1999, l'energia elettrica acquistata al mercato libero è aumentata del 742% e di conseguenza anche la quota sul consumo totale è passata da 2,7% nel 2000 al 19,3% nel 2003 (tabella 2.3.14). Questa evoluzione è frutto dell'aumento del numero dei clienti idonei, 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 2.3.14 - Consumi di energia elettrica secondo modalità di acquisto* (GWh)

	2000	2001	2002	2003
Mercato vincolato	1.536,5	3.807,7	7.956,1	12.940,8
Mercato libero	54.674,7	54.866,6	54.426,5	54.033,1
Totale	56.211,2	58.674,3	62.382,6	66.973,9

*Gli autoconsumi non sono inclusi

Fonte: GRTN

L'evoluzione positiva che ha avuto il consumo di energia elettrica nel corso del 2003 si riflette anche sugli indicatori di efficienza del settore. L'intensità elettrica nel 2003, come si nota dalla tabella 2.3.15, mantiene l'andamento crescente mostrato nel 2002: +6,4% nel 2003 e +5,1% nel 2002, inferiore all'incremento realizzatosi nell'intensità energetica del settore (+10,1%).

Tabella 2.3.15 - Efficienza del settore terziario

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Unità di lavoro (migliaia)	12.731	12.830	13.288	13.485	13.854	14.159	14.398	14.506
Valore aggiunto ai prezzi base (milioni eurolire95)	540.962	579.455	613.724	623.582	649.627	668.094	674.530	680.407
Consumo energetico per unità di lavoro (ktep)	0,744	0,830	0,887	0,955	0,927	0,947	0,946	1,043
Consumo elettrico per unità di lavoro (GWh)	2,8	3,5	3,8	4,0	4,1	4,2	4,4	4,6
Intensità energetica (tep/milioni eurolire95)	17,5	18,4	19,2	20,7	19,8	20,1	20,2	22,2
Intensità elettrica (MWh/milioni eurolire95)	65,7	77,6	83,2	86,4	87,1	88,7	93,1	99,1

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA, ENEL, GRTN SpA, ISTAT

Gli indicatori in tabella 2.3.15 permettono anche di sottolineare lo sviluppo che il consumo di energia elettrica ha avuto nel periodo 1990-2003. Dalla tabella si nota che il consumo elettrico per addetto ha subito un incremento del 66,0% nel periodo 1990-2003, dovuto essenzialmente alla crescita del consumo a fronte di un aumento del 13,9% delle unità di lavoro. Anche l'intensità elettrica ha subito un notevole incremento (+50,8%), sebbene inferiore a quello del consumo per unità di lavoro e bilanciato solo in parte dall'aumento del valore aggiunto del settore (+25,8%).

Le statistiche ufficiali non forniscono informazioni sulla distribuzione del consumo totale di energia tra i settori di attività economica del terziario. Utilizzando informazioni indirette è stato comunque possibile ottenere una stima dei consumi, che sono riportati nella tabella 2.3.16.

Tabella 2.3.16 - Distribuzione dei consumi di energia nei settori di attività (ktep). Anni 1999-2003

	1999	2000	2001	2002	2003
Commercio	2.055	2.172	2.260	2.327	2.586
Alberghi, ristoranti e bar	2.942	3.362	3.498	3.475	3.859
Comunicazioni	1.918	1.995	2.098	2.152	2.389
Intermediazione monetaria e finanziaria	505	518	532	530	600
Attività immobiliari, informatica, ricerca ed altre attività	414	459	489	533	605
Pubblica amministrazione e difesa	813	824	852	853	923
Istruzione	465	469	492	494	544
Sanità ed altri servizi sociali	1.252	1.293	1.349	1.343	1.488
Altri servizi pubblici, sociali e personali	1.624	1.737	1.834	1.915	2.142
Totale	11.989	12.829	13.405	13.622	15.134

Fonte: stime ENEA

Il peso relativo di ciascun settore è piuttosto stabile. Nel 2003 tutti i settori hanno presentato tassi di crescita positivi e intorno al 10% in linea con lo sviluppo registrato dal terziario. I settori Commercio, Comunicazione, Attività immobiliari, informatica e ricerca e Altri servizi pubblici, sociali e personali mantengono le premesse di crescita registrate l'anno precedente mentre gli altri settori invertono la tendenza decrescente. Il settore principale rimane Alberghi, ristoranti e bar seguito da Commercio e Comunicazione, il settore Attività immobiliari, informatica e ricerca è quello più attivo in quanto presenta i tassi di crescita più elevati degli ultimi anni.

I prezzi delle fonti energetiche impiegate nel terziario non hanno una rilevazione specifica, è pertanto difficile ottenere informazioni a tal riguardo. Esistono, comunque, informazioni indirette da varie fonti, dalle quali emerge che nel 2003 il prezzo dell'energia elettrica ha subito degli aumenti nei primi mesi dell'anno per poi tornare a scendere e portarsi ai livelli del 2002; il prezzo del gas metano ha invece subito una riduzione nei primi mesi del 2003 per poi tornare a crescere a ritmo abbastanza sostenuto. In tabella 2.3.17 è riportata una stima della spesa per l'energia del settore terziario.

Tabella 2.3.17 - Spesa per l'energia del settore terziario (milioni di euro). Anni 1999-2003

	1999	2000	2001	2002	2003
Energia elettrica	5.640	6.311	6.281	6.567	7.321
Gas naturale	2.603	3.109	2.916	2.760	3.417
Gasolio	606	665	660	623	617
Olio combustibile	106	119	123	117	123
Totale	8.956	10.205	9.980	10.066	11.388

Fonte: stime ENEA

2.4 L'AGRICOLTURA E LA PESCA

2.4.1 Quantità

Il settore agricoltura e pesca copre, secondo i dati provvisori del 2004, il 2,3% dei consumi finali di energia.

La diminuzione dei consumi del settore, iniziata nel 1995, si interrompe nel 2000, con una inversione di tendenza sulla quale influisce sostanzialmente il consumo di biomasse (133,5 ktep), che non risultava nei dati degli anni precedenti e che secondo i dati del bilancio energetico copre, tra il 2000 e il 2004, una quota compresa tra il 3% e il 6% dei consumi del settore.

Dal 2001 i consumi energetici del settore primario si attestano, con piccole variazioni tra anno e anno, attorno ai 3.300 ktep (tabella 2.4.1). Nel 2004 si registra una lieve flessione rispetto all'anno precedente (-2,3%) che porta i consumi finali a 3283 ktep.

Tabella 2.4.1 - Agricoltura e pesca. Consumi finali di energia. Anni 1999-2003 (ktep)

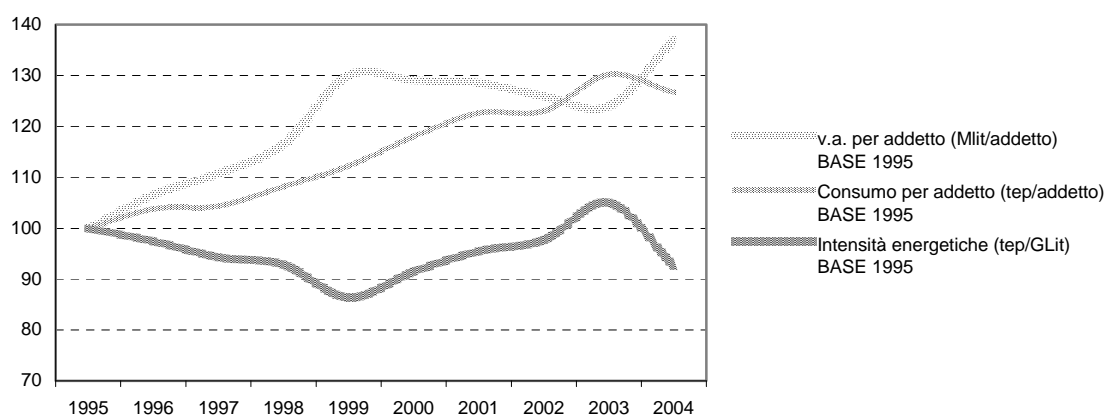
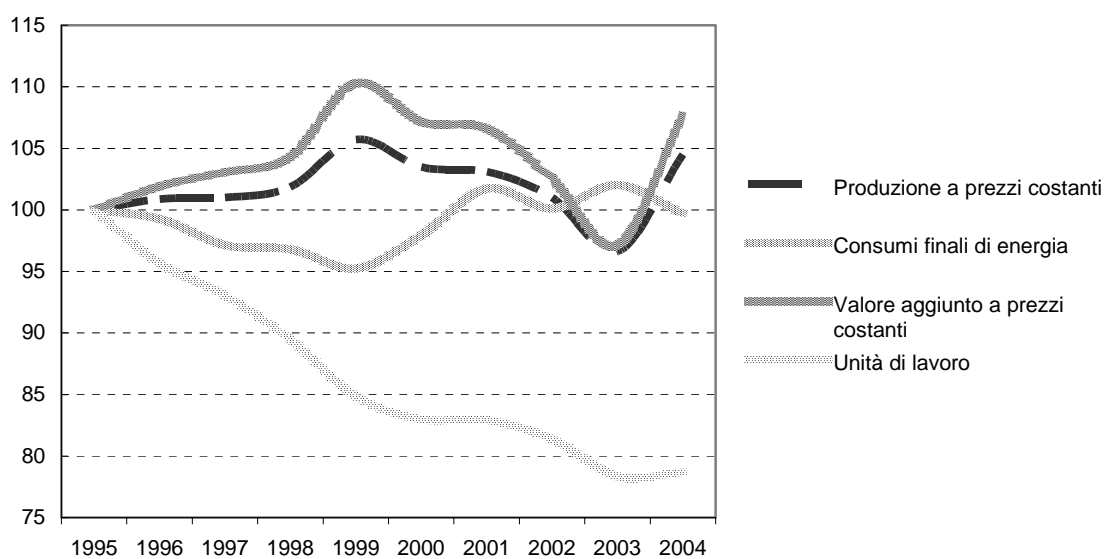
Fonti energetiche	2000		2001		2002		2003		2004	
	ktep	%	Ktep	%	ktep	%	Ktep	%	Ktep	%
Gas naturale	118,0	3,7	122,9	3,7	121,3	3,7	133,7	4,0	136,0	4,1
Prodotti petroliferi	2552,0	79,1	2644,4	78,9	2628,7	79,7	2646,8	78,7	2600,0	79,2
Olio combustibile	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	nd	nd
Benzine	54,6	2,1	44,1	1,7	33,6	1,3	22,1	0,7	nd	nd
Gasolio	2420,4	94,8	2526,6	95,5	2521,4	95,9	2551,0	75,9	nd	nd
GPL	77,0	3,0	73,7	2,8	73,7	2,8	73,7	2,2	nd	nd
Altri	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	nd	nd
Biomasse	133,5	4,1	139,8	4,2	126,0	3,8	137,0	4,1	100,0	3,0
Energia elettrica	422,0	13,1	444,0	13,2	420,6	12,8	443,9	13,2	447,0	13,6
Totale	3225,5	100,0	3351,1	100,0	3296,6	100,0	3361,4	100,0	3283,0	100,0

Fonte: MAP

Per quanto riguarda la composizione delle fonti di energia utilizzate, la percentuale dei prodotti petroliferi sul totale rimane largamente preponderante (circa 79%) e, in termini assoluti, il consumo di prodotti petroliferi si attesta su valori superiori ai 2.600 ktep a partire dal 2001. Il consumo di gasolio e GPL rimane sostanzialmente stabile, mentre quello di benzina evidenzia un forte *trend* discendente negli ultimi anni.

I consumi di energia elettrica raggiungono un picco nel 2001 (444 ktep, pari al 13% del totale) e nel 2004 (447 ktep, pari al 13,6% del totale); i consumi di gas naturale aumentano del 10% tra il 2002 e il 2003 e di un ulteriore 1,7% nel 2004, raggiungendo i 136 ktep.

Figura 2.4.1 - Alcuni indicatori del settore primario (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€ ₉₅)	28107
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	1623
Usi finali di energia (ktep)	3294

Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT e MAP

2.5 USI NON ENERGETICI DEI COMBUSTIBILI FOSSILI: IL SETTORE PETROLCHIMICO

2.5.1 *Quantità*

Alla fine del 2003 sono operanti 51 impianti di *steam cracking* nell'Europa occidentale e 9 impianti nell'Europa orientale con una capacità di produzione di circa 24.000 kt di etilene. In Italia sono operanti cinque impianti di *steam cracking*, con una capacità produttiva complessiva di circa 2000 kt di etilene.

In tabella 2.5.1 sono indicati la localizzazione, l'operatore e la capacità produttiva di ciascun impianto in Italia.

In tabella 2.5.2 sono indicati i valori della produzione nazionale di etilene e propilene per gli anni 1990, 1995 e per il periodo dal 2000 al 2003.

I prodotti petroliferi passati in lavorazione negli impianti petrolchimici (la cosiddetta carica lorda) sono indicati in tabella 2.5.3.

Tabella 2.5.1 - Impianti di *steam cracking* operanti in Italia al 2003

<i>Localizzazione</i>	<i>Operatore</i>	<i>Capacità produttiva (kt etilene)</i>
Brindisi	Polimeri Europa**	440
Gela	ENICHEM	245
Priolo	ENICHEM	745
Porto Torres	ENICHEM	250
Porto Marghera	ENICHEM	490

**Polimeri Europa: 100% Enichem.

Fonte: APPE/PMRC, Association of Petrochemicals Producers in Europe, Petrochemicals Market Research Committee

Tabella 2.5.2 - Produzione di etilene e propilene in Italia (kt)

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003
Etilene	1466	1807	1648	1771	1662	1668	1470
Propilene	760	1057	955	1009	998	1024	929

Fonte: MAP, Bollettino Petroliero

Tabella 2.5.3 - Prodotti petroliferi passati in lavorazione (carica lorda)

	1990		1995		2000		2001		2002		2003	
	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal
GPL	127	1397	383	4213	609	6699	531	5841	518	5698	431	4741
Altri gas	191	2292	249	2988	258	3096	198	2376	213	2556	233	2796
Virgin nafta	5149	53550	4108	42724	5549	57710	5409	56254	5449	56670	5005	52052
Benzina senza Pb	1025	10763	1520	15960	1111	11666	897	9419	1028	10795	1065	11184
Benzina con Pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	887	9136	1081	11134	1238	12751	1074	11062	815	8394	867	8930
Gasoli	1165	11883	1843	18799	1326	13525	1366	13933	1349	13760	10959	11169
Olio comb. ATZ	1425	13965	1455	14259					115	1127	122	1196
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	821	8045	72	706	944	9250	916	8976
Coke di petrolio	554	4598	366	3038	-	-	-	-	-	-	-	-
Semi lavorati	116	1160	48	480	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri	-	-	123	528,9	39	167	46	197	190	814	144	617
Totale	10639	108743	12209	124866	10951	103958	10645	101053	10658	101176	9830	93316

*Fonte: MAP, Bollettino Petrolifero

Nel processo di lavorazione del settore petrolchimico si ottengono, come sottoprodotti, dei prodotti petroliferi; tali prodotti ritornano solitamente in raffineria con il nome di “ritorni al settore petrolifero”. In tabella 2.5.4 sono indicati i ritorni al settore petrolifero per gli anni 1990 e 1995 e per il periodo dal 2000 al 2003.

Tabella 2.5.4 - Ritorni al settore petrolifero*

	1990		1995		2000		2001		2002		2003	
	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal
GPL	383	4213	466	5126	561	6171	509	5599	508	5588	439	4829
Altri gas	24	288	81	972	129	1548	87	1044	75	900	61	732
Virgin nafta	233	2423	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina senza Pb	1468	15414	1774	18627			1932	20286	1959	20570	1869	19625
Benzina con pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	580	5974	888	9146	881	9075	682	7025	557	5337	598	5730
Gasoli	237	2417	166	1693	169	1724	189	1928	178	1816	166	1694
Olio comb. ATZ	201	1970	67	657	-	-	-	-	-	-	-	-
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	108	1059	213	2089	224	2197	174	1707
Coke di petrolio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Semilavorati	490	4900	964	9640	29	290	60	600	136	1360	43	430
Altri	66	284	-	-	131	1310	127	1270	91	910	-	-
Diff. di giacenza	-4	-40	4	40	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	3678	37843	4410	45901	4017	41996	3802	39748	3808	39811	3428	35838

Fonte: MAP, Bollettino Petrolifero

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

Parte della carica petrolchimica netta viene trasformata in prodotti finali e parte viene usata per usi energetici del processo. I consumi e perdite di processo sono indicati nella tabella 2.5.5.

Tabella 2.5.5 - Consumi e perdite*

	1990		1995		2000		2001		2002		2003	
	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal
GPL	28	308	26	286	13	143	66	726	54	594	39	429
Altri gas	984	11808	1001	12012	1010	12120	870	10400	853	10197	817	9767
Virgin nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina senza piombo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina con pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasoli	6	61	16	163	-	-	-	-	-	-	-	-
Olio comb. ATZ	1137	11143	1443	14141					-	-	-	-
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	952	9330	850	8330	695	6811	908	8898
Coke di petrolio	463	3843	380	3154	-	-	-	-	-	-	-	-
Semilavorati	139	1390	13	130	7	70	52	520	15	150	12	120
Altri	-	-	-	-	17	170	11	110	11	110	11	110
Totale consumi	2757	28553	2879	29887	1999	21655	1848	20019	1627	17625	1787	19358
Perdite di lavorazione	214	2226	79	822	95	988	-	-	-	-	-	-
Totale prodotti petroliferi	2971	30778	2958	30708	1999	21544	1848	20019	1627	17625	1787	19358

Fonte: MAP, Bollettino Petrolifero

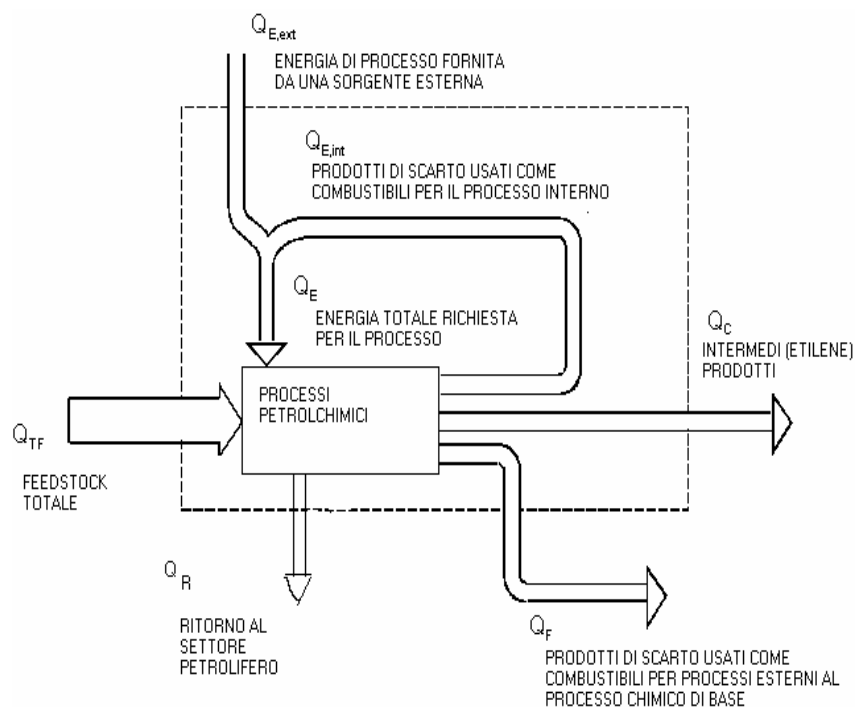
BOX – Il Settore petrolchimico

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

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

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

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



2.5.2 Prezzi

Nell'esaminare i prezzi di combustibili relativamente al settore petrolchimico, va tenuto presente che gli usi non energetici, ovvero quelli prevalenti in questo particolare settore, sono esenti da tasse. Nella tabella 2.5.6 sono indicati i prezzi di alcuni combustibili per gli anni 1990 e 1995 e per il periodo 2000-2004.

2.5.3 Tecnologie

Il principale processo produttivo del settore petrolchimico è il processo *steam cracker*, il cui consumo specifico di materie prime per tonnellata di etilene prodotta è indicato nella tabella 2.5.7. Il processo consiste essenzialmente nella pirolisi ad alta temperatura di idrocarburi saturi in presenza di vapore d'acqua. Le cariche utilizzate vanno da idrocarburi leggeri, come etano e propano (non utilizzati in Italia), a virgin nafta, fino a gasoli di buona qualità.

Tabella 2.5.6 - Prezzi di alcuni combustibili per usi industriali (euro/tep)*

	Tasse incluse	Tasse escluse	Tasse incluse	Tasse escluse	Tasse incluse	Tasse escluse
	Distillati leggeri		Olio combustibile ATZ		Gas naturale	
1990	472,2	173,6	121,1	82,1	108,1	102,0
1995	545,99	177,41	149,58	102,14	162,4	146,7
2000	691,26	327,48	244,53	179,48	-	-
2001	663,05	306,93	225,33	161,11	-	-
2002	674,29	282,83	238,78	174,38	-	-
2003	687,39	295,92	-	-	-	-
2004	736,13	344,66	-	-	-	-

Fonte: IEA, Energy, Prices and Taxes, 2004

Tabella 2.5.7 - Processo *steam cracker*: consumo specifico di materie prime (kt) per tonnellata di etilene

Feedstock	Consumo specifico
GPL	2,4
Virgin Naphta	3,0-4,0
Distillati Medi	4,0-5,0

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

2.6 GLI INDICATORI DI INTENSITÀ ENERGETICA

Informazioni sull'andamento dell'intensità energetica (complessiva e settoriale) dell'Italia in confronto ad altri Paesi sono ricavabili da varie fonti, fra cui si possono segnalare per il loro interesse la base-dati ODYSSEE⁵ e un recente studio dell'IEA⁶.

Se gli indicatori di intensità energetica vengono spesso letti e utilizzati come un indicatore sintetico dell'efficienza energetica globale di un Paese o di un settore, occorre ricordare che un uso di questo tipo dovrebbe essere fatto con molta cautela. Gli indicatori di intensità energetica, infatti, rappresentano uno strumento relativamente grezzo che riflette l'effetto combinato di diversi fattori i quali possono anche avere andamento divergente, e di cui l'efficienza energetica delle tecnologie utilizzate è solo una componente. L'uso di energia in un dato settore può essere scomposto in vari fattori. Di questi i fattori più spesso analizzati sono: il livello di attività in un settore, il mix di attività ed i consumi di energia per unità di attività⁷. Mentre i consumi energetici unitari costituiscono forse fra i fattori considerati il concetto più prossimo a quello di efficienza energetica, trattandosi di valori medi per un intero settore, essi rappresentano l'efficienza delle tecnologie utilizzate ponderata con il mix di tecnologie prevalenti nel settore.

Seguendo un approccio *bottom-up* ed utilizzando il database ODYSSEE sono stati costruiti gli indici ODEX (da ODyssee IndEX), indici sintetici di efficienza energetica 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 hanno il 1990 come anno base, dunque un valore dell'indice inferiore a 100 per l'anno 2000 rappresenta un miglioramento dell'efficienza energetica nel settore considerato. La figura 2.6.1 mostra l'andamento di tali indici per quattro settori in Italia.

Nel 2003 l'indice di efficienza energetica dei consumi finali, dell'industria manifatturiera e dei trasporti ha mostrato un peggioramento rispetto al 2002. Tali indici hanno oscillato intorno al valore dell'anno base ad eccezione dell'industria manifatturiera, il cui indice ha mostrato un peggioramento dell'efficienza del 5,4% nel periodo 1990-2003, che rappresenta il valore più alto registrato nell'intero periodo. Tale risultato è conseguenza del peggioramento dell'efficienza di tutti i settori, ed in particolare dei settori meccanica ed alimentare, che nel periodo 1990-2003 hanno subito un peggioramento, rispettivamente del 55,9% e del 46,2%. Gli altri settori hanno mostrato un peggioramento rispetto al 2002, ma hanno comunque livelli di efficienza migliori rispetto al 1990 (fanno eccezione i metalli non ferrosi ed il vetro e ceramica).

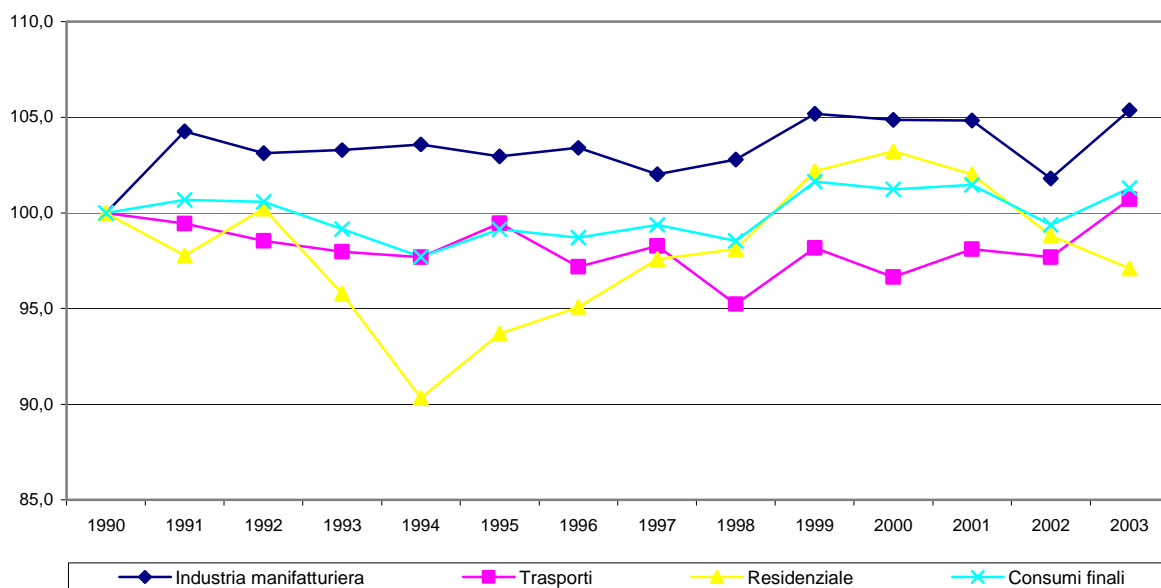
Il settore residenziale ha presentato invece una leggera riduzione dell'indice, evidenziando un miglioramento dell'efficienza del 2,9% rispetto al 1990. Tale miglioramento probabilmente è dovuto alle misure adottate per un efficiente uso dell'energia da parte degli utenti finali, quali la maggiore diffusione di lampade compatte a fluorescenza e di elettrodomestici a maggiore efficienza, così come alcuni interventi per l'isolamento termico degli edifici.

⁵ La base dati ODYSSEE contiene dati per 14 paesi dell'UE più la Norvegia sulla intensità energetica primaria e finale del PIL di ciascun paese e del valore aggiunto a livello settoriale, con e senza correzione climatica. La disaggregazione offerta riguarda i settori agricoltura, industria (a sua volta con dettagli su 7 sottosettori), residenziale, terziario e trasporti. Ulteriori informazioni sono fornite per quanto riguarda i consumi energetici unitari per la produzione di determinati beni (acciaio, cemento, carta) o "servizi" come il riscaldamento di un metro quadro di spazio residenziale ed il trasporto di passeggeri (in passeggeri/km) o merci (in tonnellate/km) per differenti modalità di trasporto. Le tabelle relative sono riportate nel volume "I dati" annesso a questo Rapporto.

⁶ Oil Crises and Climate Challenges: 30 Years of Energy Use in IEA Countries. OECD/IEA. Paris, 2004.

⁷ Su questo tipo di analisi di scomposizione in fattori, è basato il citato volume dell'IEA.

Figura 2.6.1 - Indici ODEX di efficienza energetica in Italia. Anni 1990-2003 (1990=100)



Fonte: Dati ODYSSEE

L'utilizzo della banca dati ODYSSEE permette di effettuare confronti internazionali. L'intensità energetica del PIL misurata in base all'energia primaria consumata e al PIL a prezzi costanti del 1995 in euro conferma che l'Italia ha un'intensità tra le più basse della UE: è inferiore del 9% a quella media EU e solo quattro Paesi presentano un'intensità minore⁸. Nel 2003 però, l'Italia ha invertito la tendenza alla diminuzione registratasi negli ultimi anni mostrando un'intensità energetica maggiore rispetto al 2002. Questo fenomeno è comune anche agli altri Paesi europei, anche se con alcune differenze: Paesi come l'Olanda e la Danimarca, che fino al 2002 mostravano una tendenza alla riduzione, anche se più lenta rispetto al passato, hanno avuto un aumento notevole dell'intensità energetica; altri Paesi, come Norvegia e Portogallo, hanno ripreso la tendenza alla diminuzione dopo un anno in cui si era verificato un aumento.

Misurando l'intensità energetica primaria a parità di potere d'acquisto, l'Italia presenta l'intensità più bassa (quasi il 17% sotto la media UE) dopo l'Irlanda. L'intensità energetica dell'Italia calcolata sui consumi finali (con o senza correzione climatica) ha valori di poco inferiori alla media UE, e comunque abbastanza stabili dal 1990.

Le intensità energetiche settoriali presentano una variabilità maggiore rispetto alla media europea, riflettendo la diversità delle strutture produttive fra Paesi, sia in termini di peso dei vari settori sul valore aggiunto totale, che in termini di produzioni differenti all'interno degli stessi settori.

Per il settore agricolo, l'Italia presenta un'intensità energetica praticamente uguale a quella media UE, ma è circa un terzo di quelle belga ed olandese. Il Regno Unito presenta l'intensità energetica più bassa, pari al 46% della media UE.

⁸ Occorre però ricordare che la convenzione comunemente adottata per calcolare l'equivalente in termini di energia primaria dell'elettricità prodotta da nucleare tende a sovrastimare il fabbisogno di energia primaria specialmente di quei Paesi che hanno la produzione elettronucleare più elevata (vedi Francia, Germania, Regno Unito, Belgio e Finlandia). Per ragioni analoghe il fabbisogno di fonti primarie dei paesi con una quota elevata di energia idroelettrica risulta più ridotto. Indirettamente anche la media UE viene modificata: dato il maggiore peso del nucleare rispetto all'idroelettrico del mix di generazione nella UE, l'effetto è di una "distorsione" verso l'alto. Una volta che il confronto viene fatto sulla intensità energetica finale, questa fonte di distorsione scompare.

Il settore industria dell'Italia nel 2003 ha un'intensità energetica lievemente superiore alla media UE (fino al 2002 era seppur di poco inferiore), e superiore a quella di Francia e Germania. I Paesi con l'industria più *energy-intensive* sono Finlandia, Svezia, Belgio e Portogallo. Un'analisi dei sottosettori dell'industria mostra che:

- il settore della carta italiano presenta intensità energetiche inferiori alla media UE a causa della sua specializzazione sui prodotti cartotecnici più che per la sua efficienza nella produzione di carta, i cui principali produttori sono Finlandia, Svezia e Norvegia. L'intensità energetica dell'Italia e quella media europea presentano un *trend* di leggera crescita;
- il settore chimico italiano presenta intensità energetiche superiori alla media europea. Occorre tuttavia dire che nel periodo considerato, ed ancor più negli ultimi trenta anni, l'intensità energetica del settore è fortemente diminuita a seguito di un progressivo spostamento da una relativa specializzazione nella chimica primaria verso la chimica fine;
- il settore metallurgico italiano ha un'intensità energetica superiore alla media UE, leggermente inferiore a quella di Francia e Germania, ma decisamente inferiore a quella di Norvegia, Spagna ed Olanda. La ragione di ciò è squisitamente tecnologica: mentre questi ultimi Paesi producono prevalentemente acciaio primario in altoforno, l'Italia produce acciaio da rottame, utilizzando peraltro fornaci elettriche;
- il settore dei minerali non metallici in Italia ha un'intensità energetica superiore alla media UE ed in particolare a quella di Germania e Francia, ma ampiamente inferiore a quella di Portogallo, Spagna e Norvegia;
- il settore meccanico (che presenta un'intensità energetica caratteristicamente più bassa di quella delle lavorazioni di base) in Italia presenta un'intensità energetica superiore alla media UE ed inferiore solo a quella di Portogallo e Spagna;
- nel settore tessile l'intensità energetica è leggermente inferiore alla media UE. Nel corso degli ultimi anni l'intensità energetica italiana, così come quella media europea, è leggermente aumentata.

Gli indicatori per alcune produzioni caratteristiche come la carta, l'acciaio ed il cemento, mostrano che i consumi energetici unitari dei prodotti italiani sono un po' più efficienti della media dei prodotti europei, ma questo non riflette necessariamente una maggiore efficienza energetica di produzioni identiche, quanto piuttosto il fatto di partire da semilavorati (pasta di cellulosa, o rottami) invece che da materie prime vergini.

Per il settore residenziale gli indicatori di *performance* forniti dal database ODYSSEE sono, naturalmente, non rapportati alla variabile PIL o al valore aggiunto. Analizzandoli, tuttavia, emergono interessanti considerazioni. I consumi elettrici unitari per abitazione mostrano che a livello europeo questo indicatore presenta un andamento che cresce col tempo e con i redditi medi pro-capite. Negli ultimi anni l'Italia presenta il valore più basso in assoluto di questo indicatore. Tale fenomeno non sembra essere legato a variabili climatiche o di reddito, quanto piuttosto al fattore prezzi elettrici ed alla politica di tariffe particolarmente alte per le utenze domestiche con potenza impegnata superiore ai 3 kW. Quest'ultima politica portata avanti negli ultimi 40 anni in Italia, di fatto, ha prefigurato un approccio di *demand side management ante litteram*.

Se si analizzano i consumi energetici unitari per abitazione corretti per il clima medio europeo, l'Italia presenta i valori più bassi, superiori soltanto a quelli di Portogallo e Spagna. Negli ultimi anni la tendenza alla crescita dei consumi in Italia ha subito un rallentamento. Per i consumi energetici unitari per metro quadro l'Italia presenta il valore più basso dei Paesi UE; si assiste allo stesso fenomeno di rallentamento della crescita dei consumi. Stesso discorso può essere fatto per i consumi per riscaldamento per abitazione (con correzione climatica): i dati evidenziano che l'Italia ha valori inferiori a tutti i Paesi UE e mostrano un andamento decrescente. Tale andamento è

confermato anche dai consumi energetici per riscaldamento per metro quadro, in cui la distanza tra l'Italia e gli altri Paesi è maggiore.

L'intensità energetica finale rispetto al PIL del settore terziario è inferiore a quella media europea di circa il 12%, e superiore solo ad Austria, Danimarca, Grecia e Germania. È da notare, tuttavia, che nell'ultimo decennio la media UE ha mostrato un andamento decrescente, mentre per l'Italia l'intensità energetica è leggermente aumentata. Lo stesso andamento presenta l'intensità energetica corretta per i fattori climatici. I consumi elettrici per addetto nel settore terziario in Italia risultano in crescita come per il resto dell'UE; sono circa l'11% inferiori alla media e fra i valori più bassi della distribuzione. I consumi energetici per addetto, corretti per i fattori climatici, mostrano andamenti analoghi anche se l'Italia occupa una posizione "peggiore" rispetto agli altri Paesi, benché il valore dell'indicatore sia circa il 13% inferiore alla media europea.

Il settore dei trasporti in Italia presenta un'intensità energetica finale rispetto al PIL in linea con la media UE e su valori abbastanza stabili. Se si analizzano invece i consumi energetici per unità di servizio reso, il quadro è più diversificato. Il consumo unitario nel trasporto di passeggeri per l'Italia è circa il 15% inferiore alla media europea, tra i più bassi in assoluto, mentre quello per il trasporto merci è più basso dell'11%. I consumi unitari nel trasporto su strada per auto equivalente sono i più bassi della UE e sono inferiori del 6% alla media europea. Tale indicatore ha mostrato negli ultimi anni un andamento decrescente, così come la media EU, ma più lento. I trasporti merci su ferrovia presentano un'efficienza migliore di quella media europea: l'indicatore si è mantenuto stabile negli ultimi anni. Ancora migliore è la *performance* dell'Italia nei trasporti di merci via acqua, date le caratteristiche geografiche del Paese.

In primo piano

Bolletta energetica e conti economici nazionali

La dipendenza energetica dell'Italia è passata da quasi l'81% del 1995 all'83,6% del 2001, fino all'84,7% del 2004 (dato provvisorio). La media europea è prossima al 54%; solo Irlanda, Lussemburgo e Portogallo fanno registrare, nell'Unione europea, una dipendenza superiore a quella dell'Italia (Cap. 2, pag. 6, tabella I.1).

Un'analisi della dipendenza per fonti di energia primaria evidenzia uno scenario che si evolve lentamente nel corso degli anni (Cap. 2, pag. 7, tabella I.2).

Nel 2004, la domanda interna di petrolio è stata soddisfatta per quasi il 94% dalle importazioni. La domanda di combustibili solidi è coperta quasi interamente da prodotti importati, mentre la dipendenza energetica del gas naturale è in continua crescita e ha sfiorato l'84% nel 2004.

L'aumento della dipendenza energetica nel 2004 si è riflesso in un aumento della fattura energetica dell'Italia verso l'estero che, pur beneficiando dell'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro, ha risentito dell'incremento dei volumi importati, in particolare di quelli di gas naturale e di combustibili solidi.

La fattura energetica, rappresentata dal saldo fra la spesa per le importazioni di prodotti energetici e le entrate derivanti dalle esportazioni, presenta nel 2004 un saldo negativo di 29,3 miliardi di euro; rispetto al 2003 si rileva un peggioramento di quasi 800 milioni di euro, imputabile all'aumento della spesa per l'approvvigionamento di gas naturale e di combustibili solidi.

La fattura petrolifera, responsabile di circa il 57% della fattura energetica complessiva, ha evidenziato una crescita di 1,8 miliardi di euro nel 2004; gli effetti del rialzo delle quotazioni petrolifere non sono stati compensati dall'apprezzamento dell'euro e dai minori consumi.

La fattura energetica rappresenta circa l'1,2% del PIL nel 2004 e il 2% nel 2003. Nel periodo 1980-1985 essa aveva un peso più rilevante, prossimo al 5% del PIL.

Il settore Trasporti

Le problematiche relative al settore Trasporti costituiscono un enorme problema dal punto di vista energetico, sia perché il settore continua a registrare un'importante crescita della domanda, sia perché il mercato dipende quasi esclusivamente dal petrolio.

Il settore rappresenta infatti:

- la quota più rilevante di impieghi finali di petrolio in Italia (61,3% nell'anno 2003);
- la quota più rilevante di impieghi finali di energia del sistema produttivo nazionale (31%);
- il settore vincolato quasi esclusivamente al petrolio.

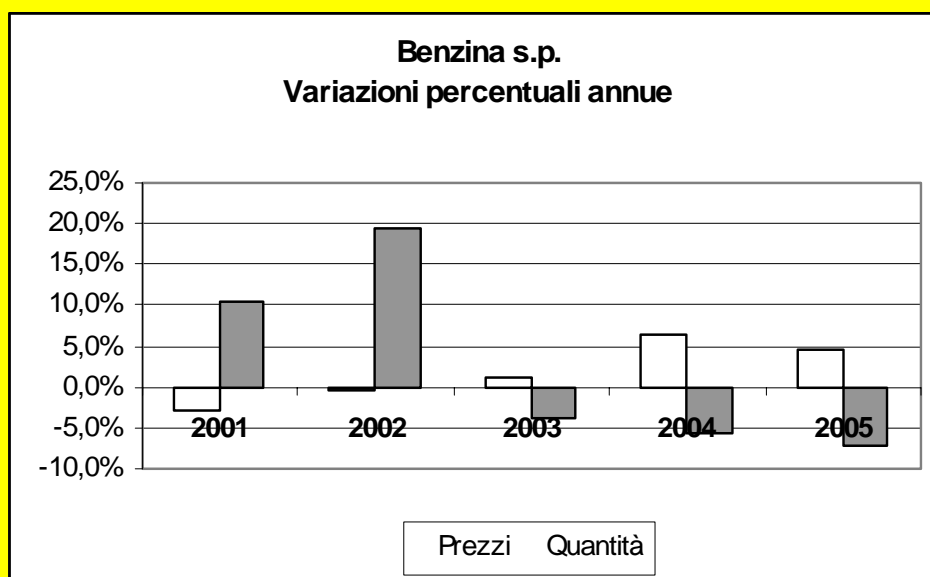
Poiché la crescita della domanda si è finora tradotta nella crescita della quota del trasporto stradale, questa condizione presuppone l'insorgere di reali processi di riequilibrio a favore di modalità alternative alla strada. L'entità della crescita tendenziale, prevista al 2015 intorno al 24% per il traffico passeggeri e al 33% per il traffico merci, inasprirà gli attuali fenomeni di congestione e di inquinamento ambientale se non si attueranno interventi di riduzione delle percorrenze medie, di trasferimento dei passeggeri e delle merci verso modalità più efficienti, di riduzione della quota modale del trasporto privato (auto e moto). Il crescente aumento dei volumi di traffico, l'età media delle autovetture (di poco inferiore ai 10 anni), l'attuale rapporto popolazione/autovetture, stanno esercitando una sempre maggiore pressione sull'ambiente.

Le emissioni di gas serra che non presentano ancora l'inversione di tendenza auspicata, rendono infatti il settore dei trasporti uno dei fattori critici per il conseguimento degli obiettivi di Kyoto.

L'evoluzione recente del mercato dei carburanti sembra tuttavia influire sul livello e sulla composizione dei consumi del settore.

Sospinto dall'aumento delle quotazioni del greggio, il prezzo al consumo della benzina senza piombo in Italia è passato da 1,052 €/litro nel 2001 a 1,175€/litro nei primi sei mesi del 2005 (con un incremento medio annuo del 3% circa). Nello stesso periodo il gasolio per autotrazione ha subito un incremento medio annuo del 5,6 % fino a 1,061 €/litro del 2005.

La figura seguente mostra la reazione della domanda di benzina alle variazioni dei prezzi. Tale reazione si amplifica in relazione al protrarsi della fase di crescita dei prezzi e al consolidarsi delle aspettative sul rialzo del prezzo del greggio. Nei primi otto mesi del 2005, i consumi di benzina sono calati del 7,7% rispetto agli stessi mesi del 2004; il fenomeno non sembra solo italiano, ma anche in Germania e Belgio si registrano andamenti simili per il calo di consumi della benzina.



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Il fenomeno descritto, se confermato da ulteriori dati e da analisi più approfondite potrebbe essere utilizzato per eventuali scenari e politiche di riduzioni della domanda in Italia.

La riduzione dei consumi di benzina è solo parzialmente compensata dalla crescita dei consumi di gasolio. Tale fenomeno si spiega con la composizione delle nuove immatricolazioni di autoveicoli privati che vedono i veicoli diesel rappresentare il 60% circa del totale. In relazione a questo ultimo fenomeno, influiscono sia il differenziale di prezzo a favore del gasolio, sia la più elevata percorrenza media per litro di carburante usato (mediamente 18 km contro 12 km).

La domanda di gasolio, al contrario di quella della benzina, mostra una inerzia nella crescita che risulta poco sensibile alle variazioni di prezzo. Negli ultimi anni i margini di convenienza nei confronti dei veicoli a benzina hanno tuttavia subito una drastica riduzione con un differenziale di prezzo che è passato dai 0,184€/litro nel 2001 a 0,114€/litro nel 2005. La riduzione di tale differenziale è il risultato di costi marginali crescenti nella produzione di gasolio in raffineria, sia a livello nazionale che internazionale.

Tale riduzione lascia ritenere che l'incremento dei consumi di gasolio per trasporto privato dovrà necessariamente attenuarsi nel prossimo futuro, per lo meno nel trasporto passeggeri. Per il trasporto merci su strada, dove il gasolio è assolutamente dominante, la riduzione di questo gap avrà presumibilmente effetti più contenuti sull'evoluzione della domanda di gasolio, che sarà piuttosto condizionata dal livello di attività (domanda di trasporto merci, dipendente dall'attività economica) e dal prezzo del gasolio.

BIBLIOGRAFIA

Il quadro d'insieme, il settore industriale e il settore primario

- *Relazione Annuale 2005*. Banca d'Italia, 2005
- *Rapporto Annuale. La situazione del Paese nel 2004*. ISTAT, 2005
- *L'Italia nell'economia internazionale*. ICE, 2005
- *Rapporto ISAE. Le previsioni per l'economia italiana. Crescita e struttura produttiva*. ISAE, 2005
- *Relazione annuale 2005*. Unione Petrolifera, 2005
- *Rapporto sull'Industria Italiana 2005. Tendenze dell'industria italiana*. Confindustria, 2005
- *Bilancio Energetico Nazionale*. MAP, Anni vari
- *Dati provvisori di esercizio del sistema elettrico nel 2004*. GRTN, 2005

Il settore trasporti

- “*Relazione sullo stato dell'ambiente*”. Ministero dell'Ambiente e del Territorio, Anni vari
- Libro Verde “*Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*”. Unione Europea, 2001
- “*Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti*”. Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, 2005
- “*Rapporto annuale. La situazione del Paese nel 2004*”. ISTAT, 2005
- “*Bilancio energetico nazionale*”. Ministero Attività Produttive, Anni vari
- “*Statistiche automobilistiche*”. ACI, Anni vari
- “*Costi analitici d'esercizio di alcuni tipi di autovetture e motoveicoli*”. ACI, Anni vari
- “*Relazione sull'andamento dell'economia nel 2004 e aggiornamento delle previsioni per il 2005*”. Ministero dell'economia e delle Finanze, 2005
- “*Annuario dei dati ambientali*”. APAT, Anni vari
- “*Rapporto annuale. La situazione del Paese nel 2004*”. ISTAT, 2005
- “*Relazione Generale sulla Situazione Economica del Paese*”. Ministero dell'Economia e delle Finanze, 2005
- “*Piano Generale dei Trasporti e della Logistica*”. Ministero dei Trasporti e della Navigazione, 2001

Il settore residenziale

- “*Annuario Statistico Italiano 2005*”. ISTAT, 2005.
- sito web: <http://dawinci.istat.it/MD/> per i dati riguardanti il 14° Censimento Generale della Popolazione e delle Abitazioni

Il settore Terziario

- G. Iorio, G. Perrella, M. Ballin, “*Indagine sui consumi di fonti energetiche nel settore terziario in Italia – Anno 1999*”. ENEA, 2001
- *Dati statistici sull’energia elettrica in Italia*. GRTN, 1999-2003
- *Bilancio Energetico Nazionale*. MAP, 1990-2003
- *Annuario Statistico Italiano*. ISTAT, 1999-2004

Gli usi non energetici

- *Bollettino Petrolifero, parte terza "Lavorazione impianti petrolchimici"*, Ministero delle Attività Produttive, 1990-2005

CAPITOLO 3 - L'OFFERTA DELLE FONTI DI ENERGIA

CAPITOLO 3 – L’OFFERTA DELLE FONTI DI ENERGIA

3.1 IL PETROLIO

È da tempo che si parla di un nuovo paradigma per l’industria petrolifera internazionale, ragguagliando ad un ottimistico modello darwiniano il fisiologico adattamento del mercato ai nuovi vincoli strutturali che, in gestazione da anni, sono venuti allo scoperto tra il 2004 ed il 2005¹.

Si deve constatare, in primo luogo, che la capacità delle strutture produttive medio-orientali ha trovato il suo limite; ma anche se così non fosse, la capacità mondiale di raffinazione non sarebbe in alcun modo in grado di assorbire un flusso aggiuntivo di greggio, poco importa se leggero, medio o pesante. In sostanza, si è spezzata la continuità del flusso industriale dell’offerta, dal pozzo al mercato dei prodotti: a valle dell’*up-stream* c’è la strozzatura della raffinazione.

In secondo luogo, la rigidità indotta dai limiti materiali dell’industria lascia poche prospettive agli investimenti in quanto questi, se si indirizzano alla espansione della capacità di produzione, rischiano di generare un *surplus* di greggio che non troverebbe collocazione senza una adeguata capacità di raffinazione a valle; e sull’orizzonte di quest’ultima non si intravedono, peraltro, radicali trasformazioni culturali o forti aspirazioni espansive, quanto meno tali da indurre l’*up-stream* ad investire: le compagnie si limitano a far circolare tra di loro, attraverso fusioni e acquisizioni, *stocks* di riserve esistenti, dando per scontato che l’onda degli alti margini di raffinazione andrà a spegnersi sugli scogli della normativa ambientale².

La regione del Golfo non appare in grado di andare oltre i 25 milioni barili/giorno, anche in relazione al progressivo esaurimento dei grandi giacimenti, oltre che per le condizioni generali di natura tecnica, politica ed economica. Il potenziale residuo di crescita che l’OPEC nel suo complesso poteva esprimere, è stato già dispiegato con gli aumenti produttivi del 2003 (+1,8 milioni barili/giorno) e del 2004 (2,2 milioni barili/giorno), fino all’attuale tetto di 28,5 milioni barili/giorno.

Per Iraq ed Iran si prepara un consistente declino della produzione, indotto in prevalenza da motivazioni tecniche, dopotutto note da tempo.

Solo l’Arabia Saudita può ampliare la produzione e non perde occasione per dichiararlo, ma ciò che si sa riguardo alle caratteristiche delle sue riserve fa escludere, se aumento vi sarà, che ciò possa avvenire se non in termini di greggio pesante, con alto tenore di zolfo (qualità che il sistema di raffinazione mondiale non è in grado di trattare) e in misura certamente non superiore ad 1 milione barili/giorno.

D’altra parte, la vocazione agli investimenti che l’*up-stream* internazionale coltiva al suo interno, ancorché non corrispondente agli ingenti profitti degli ultimi anni³, si presenta diversificata per ragioni distintamente strutturali, che hanno a che fare con una sorta di “divisione internazionale” delle riserve. Compagnie di Stato (*National Oil Companies, NOC’s*), quali quelle nazionali di Arabia Saudita, Iran, Iraq, Kuwait, Cina, Indonesia, Nigeria, Egitto, Angola, Venezuela, Norvegia ecc.⁴, che hanno dato corpo al processo di nazionalizzazione delle risorse degli anni Settanta e che detengono nel loro insieme più dell’80% delle riserve mondiali, investono poco o nulla per ampliarlo, lasciando ai grandi gruppi internazionali l’iniziativa nel settore dell’esplorazione.

¹ -O. Appert: “Un nuovo paradigma per il mercato degli idrocarburi”- Energia, n. 2/2005.

-M.P. Salini: “Paradossi e incertezze dell’industria del petrolio”- ib.

² Sadad al-Husseini: “The capacity challenge”- Oil and Money Conference, Londra, settembre 2005.

³ Il flusso di alti profitti non fa, comunque, distinzione tra compagnie nazionali e internazionali.

⁴ A questi paesi va ad aggiungersi la Russia: l’acquisizione della compagnia petrolifera *Sibneft* da parte di *Gazprom* (compagnia di stato), insieme all’accorpamento di ciò che rimaneva della *Yukos* in *Rosneft* (altra compagnia statale) hanno di fatto messo sotto il controllo dello Stato un terzo della capacità estrattiva e di raffinazione del greggio ed il 90% circa della produzione di gas.

I 2/3 delle scoperte di nuove riserve negli ultimi 5 anni sono stati realizzati da compagnie internazionali⁵ a capitale azionario, il cui *stock* di riserve rimane inferiore al 20% del totale. Su questa linea, le previsioni di investimenti (limitatamente al 2005 e con l'esclusione del territorio degli Stati Uniti⁶) programmati da compagnie internazionali ed europee, quali Royal Dutch Shell, BG, Total, Eni, Statoil⁷, sono:

	in milioni \$ (anno 2005)	variazione % rispetto al 2004
Shell	9.750	+12
BP	5.900	+5
Total	6.085	+3
Eni	6.300	+7
Statoil	5.000	+22

Le dimensioni del flusso di investimenti previsto per *l'up-stream* italiano sono, a rigore, dello stesso ordine di grandezza, ma di fatto estremamente limitate perché ripartite in 4 anni: la spesa complessiva prevista per lo sviluppo del settore Esplorazione e Produzione di olio e gas naturale (E&P) nel quadriennio 2005-2008 ammonta a 1,6 miliardi di euro⁸.

3.1.1 Esplorazione e produzione

I valori significativi delle attività di prospezione e ricerca in Italia sono modesti e confermano lo stato di stagnazione del settore. Il 2004 ha fatto registrare sporadiche attività di prospezione sismica e l'esecuzione di soli 10 pozzi, nessuno dei quali in mare, per un totale di 22.000 metri di perforazione (valore medio di profondità verticale pari a 2.150 metri).

L'appiattimento delle attività sulla linea di bassi valori dell'ultimo quinquennio conferma il dissolvimento delle aspettative di ritorno sugli investimenti nelle attività estrattive: ben al di là della esposizione al rischio minerario, 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.

⁵ Cinque compagnie internazionali (ExxonMobil, BP, Royal Dutch Shell, ChevronTexaco e Total) detengono meno del 5% delle riserve mondiali, ma vantano il 25% dei rinvenimenti di nuove riserve nel periodo 1999-2003.

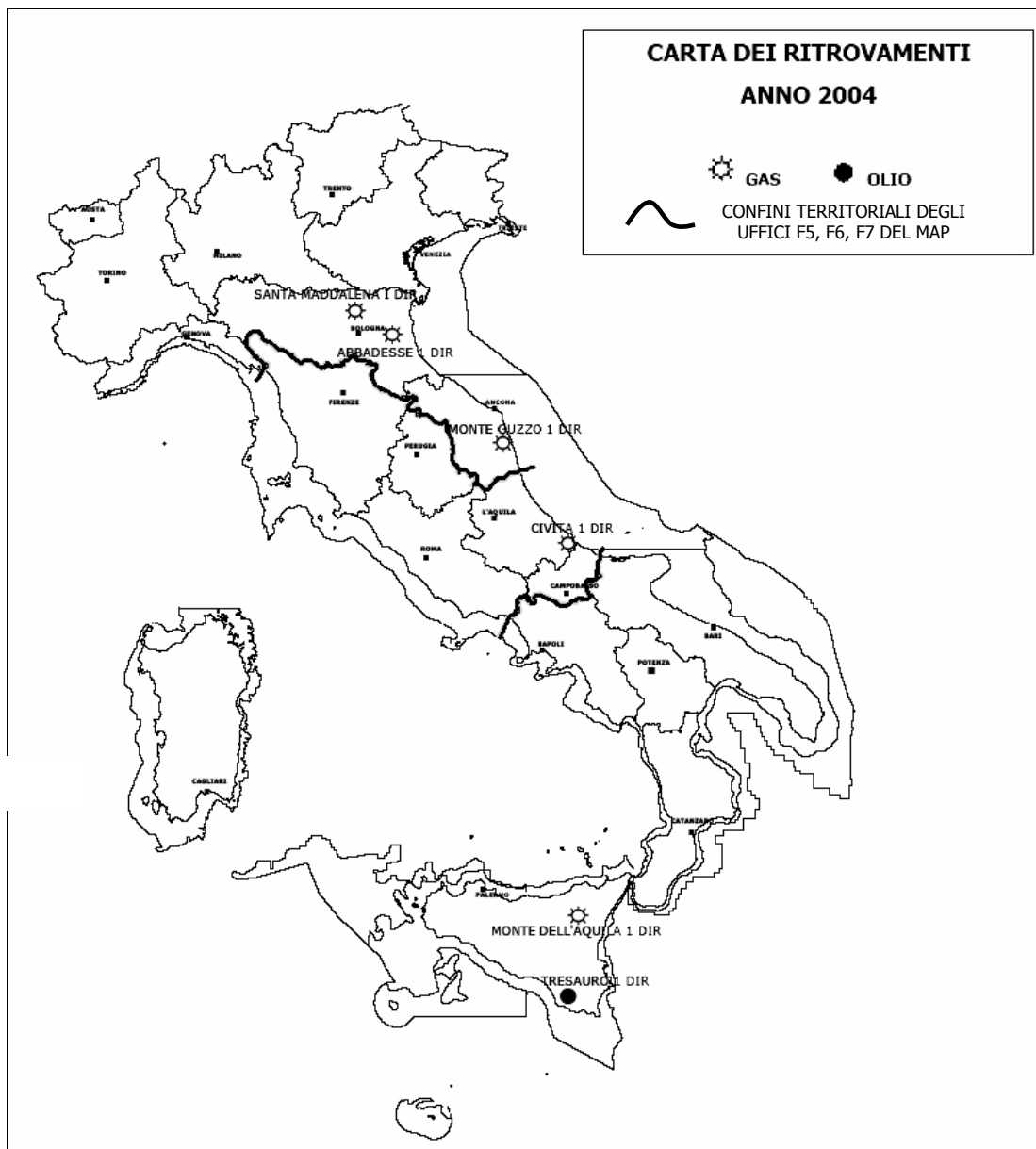
⁶ Quanto agli Stati Uniti, secondo *Lehman Brothers*, le compagnie di maggiori dimensioni dovrebbero investire non meno di 22,7 miliardi di dollari entro il 2005, il 22% in più rispetto al 2004.

⁷ "Attese di crescita per E&P"- Notizie Petrolifere, agosto 2005.

⁷ "High oil Prices Lead to Upstream Spending Surge": Petroleum Intelligence Weekly (PIW) - July 4, 2005 (pg. 4)

⁸ L. Pistacchio: "Investimenti e problemi di localizzazione" - Staffetta Quotidiana, 9 luglio 2005 (pg. 2)

Figura 3.1.1 - Ritrovamenti di idrocarburi. Anno 2004



Fonte: MAP, Rapporto Annuale 2004 “Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia”

La variabile del “*time to market*” continua, nel nostro paese, ad imperversare come variabile indipendente nei conti economici dei progetti, invece che essere sottomessa al morso di regole amministrative semplici e certe e di limiti inderogabili. È un fatto che, almeno dal 1999, 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.

Quanto tutto questo possa costare all’economia complessiva del paese può essere sommariamente valutato in termini di saldo negativo per le importazioni nella *bilancia dei pagamenti* e come mancate entrate sotto le voci *royalties* e *imposte*⁹.

⁹ Nel 2004 l’importo delle *royalties* (aliquote di prodotto), versate complessivamente allo Stato, alle Regioni ed ai Comuni dai concessionari delle attività di produzione di olio e di gas naturale condotte nel 2003, ammonta a 146,9 milioni di euro. Fonte: “Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi (Rapporto Annuale 2004)”: Ministero delle Attività Produttive (MAP), maggio 2005.

L’ammontare del gettito erariale dei prodotti petroliferi nel 2004 è stato di 37 circa miliardi di euro, di cui 24,7 in accise e 12% circa di IVA. - P. De Simone: “*Le accise sui prodotti petroliferi, problemi di armonizzazione e profili di*

Tabella 3.1.1 - Petrolio: consuntivo della produzione italiana. Anni 2003-2004 (kt)

OLIO (Migliaia di tonnellate)			
Regione/ Zona	Anno 2004	Anno 2003	Variazione % 2004/2003
Abruzzo	0,9	-	-
Basilicata	3.369,5	3.262,5	3,3
Emilia Romagna	48,7	51,9	-6,2
Lazio	0,1	0,2	-31,8
Lombardia	-	13,1	-100,0
Molise	34,1	34,0	0,3
Piemonte	308,2	440,1	-30,0
Sicilia	702,1	736,4	-4,7
TOTALE Terra	4.463,6	4.538,2	-1,6
Zona B	366,9	381,2	-3,8
Zona C	329,5	332,2	-0,8
Zona F	255,6	288,4	-11,4
TOTALE Mare	952,0	1.001,8	-5,0
TOTALE Italia	5.415,5	5.540,0	-2,2

Fonte: MAP, Rapporto Annuale 2004 "Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia"

Nell'incertezza delle prospettive, le attività di esplorazione si sono concentrate su prospetti minerari considerati altamente affidabili, rivolgendosi prevalentemente alla prosecuzione di ricerche previste o già avviate in anni precedenti, la cui esecuzione ha subito ritardi più o meno significativi per le ragioni prima citate o per difficoltà operative. Ne consegue che i ritrovamenti insistono in aree già note (figura 3.1.1).

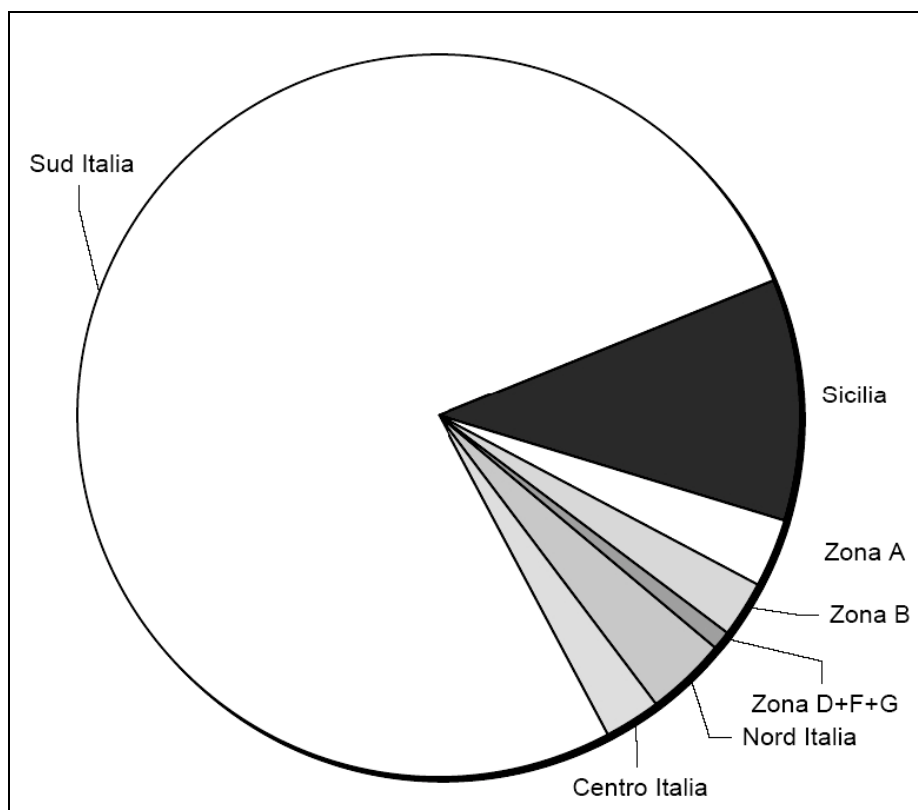
Al 31 dicembre 2004 risultavano vigenti:

- 95 permessi di ricerca (68 in terraferma e 27 in mare), per complessivi 38.600 Km² (di cui 27.100 in terraferma e 11.500 in mare);
- 209 concessioni di coltivazione, di cui 140 in terraferma e 69 in mare, per complessivi 19.700 Km² (10.100 in terraferma e 9.600 in mare).

Le aree impegnate dai permessi e dalle concessioni insistono prevalentemente nelle Regioni Emilia Romagna, Lombardia, Abruzzo, Lazio, Basilicata, Sicilia, Marche, Piemonte e Puglia, rappresentando cumulativamente il 12,3% del territorio nazionale.

Il settore *off-shore* in cui, a fine 2004, risultano perforati 1.500 pozzi e operanti 118 piattaforme (107 per il gas naturale e 11 per l'olio), copre il 12,7% delle acque marine territoriali (soggette alla giurisdizione nazionale) aperte alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi (per un totale di circa 166.000 Km²). Il maggior numero di titoli di ricerca e di coltivazione (al momento, soprattutto di quest'ultima) ricade nelle zone marine A e B del Mare Adriatico (figura 3.1.2).

Figura 3.1.2 - Riserve di olio recuperabili per regione/zona marina al 31-12-2004



NB: Le riserve recuperabili sono stimate come somma delle Certe + 50% delle Probabili + 20% delle Possibili
Fonte: MAP, Rapporto Annuale 2004 "Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia"

Rispetto al 2003, si è avuta una diminuzione di 8 unità, mentre rispetto al 1998, anno di entrata a regime della disciplina sul *licensing* regolata dal DLgs n. 625/96, si è registrata una contrazione del numero dei titoli di circa il 26% (in particolare, è significativo che i permessi di ricerca si siano dimezzati): una conferma delle difficoltà del settore, in relazione sia alla esecutività del rilascio di nuovi permessi, sia alle prospettive di ritorno sugli investimenti a valle di eventuali ritrovamenti.

Non si può, quindi, segnalare variazioni di rilievo nel catalogo delle riserve nazionali di olio (il quadro relativo alle riserve di gas è, come si vedrà al paragrafo 3.2, ancora più critico): le riserve stimate recuperabili al 31 dicembre 2004 ammontano a 106 milioni di tonnellate, insediate prevalentemente in terraferma, con una vita residua (rapporto tra riserve recuperabili e produzione annua corrente) di circa 20 anni (tabelle 3.1.2 e 3.1.3).

Tabella 3.1.2 - Produzione di idrocarburi. Serie ventennale 1984-2004

ANNO	GAS (Milioni Smc)			OLIO (Migliaia Tonn)			GASOLINA (Migliaia Tonn)		
	Terraferma	Mare	Totale	Terraferma	Mare	Totale	Terraferma	Mare	Totale
1984	4.367	9.469	13.836	1.190	1.050	2.240	25	8	33
1985	4.767	9.478	14.245	1.140	1.212	2.352	24	8	32
1986	4.792	11.171	15.963	1.226	1.302	2.528	22	7	29
1987	4.909	11.415	16.324	1.252	2.656	3.908	20	7	27
1988	4.474	12.159	16.633	1.483	3.329	4.812	19	8	27
1989	4.667	12.311	16.978	1.568	3.011	4.579	19	7	26
1990	4.721	12.575	17.296	1.638	3.003	4.641	19	8	27
1991	4.768	12.631	17.399	1.962	2.345	4.307	17	8	25
1992	4.710	13.440	18.150	2.636	1.843	4.479	16	6	22
1993	4.823	14.650	19.473	3.109	1.511	4.620	13	7	20
1994	4.582	16.055	20.637	3.614	1.263	4.877	12	6	18
1995	4.290	16.093	20.383	4.087	1.121	5.208	22	6	28
1996	4.086	16.132	20.218	4.393	1.037	5.430	17	5	22
1997	3.919	15.543	19.462	4.867	1.069	5.936	17	5	22
1998	3.636	15.528	19.164	4.080	1.520	5.600	18	4	22
1999	3.333	14.292	17.625	3.401	1.592	4.993	17	5	22
2000	3.661	13.105	16.766	3.197	1.358	4.555	25	6	31
2001	2.936	12.611	15.547	3.108	958	4.066	23	8	31
2002	2.793	12.147	14.940	4.473	1.025	5.498	22	11	33
2003	2.676	11.320	13.996	4.538	1.002	5.540	25	6	30
2004	2.382	10.539	12.921	4.464	952	5.416	23	6	29

Fonte: MAP, Rapporto Annuale 2004 "Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia"

Tabella 3.1.3 - Riserve di olio al 31.12.2004

OLIO (Migliaia t)				
	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI	RECUPERABILI
Nord Italia	2.602	2.017	450	3.701
Centro Italia	2.101	732	852	2.638
Sud Italia	44.455	43.951	74.584	81.347
Sicilia	7.268	6.327	4.941	11.419
TOTALE Terra	56.426	53.027	80.828	99.105
Zona B	2.075	573	4.401	3.241
Zona C	2.051	631	410	2.448
Zona F	579	809	223	1.028
TOTALE Mare	4.705	2.012	5.034	6.718
TOTALE Italia	61.131	55.039	85.863	105.823

Fonte: MAP, Rapporto Annuale 2004 "Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia"

La promettente ripresa della produzione avviata negli anni 1995-96 (quasi 6 milioni di tonnellate nel 1997) ha avuto, dopo un breve declino (4 milioni di tonnellate nel 2001) ed un rilancio a più di 5,5 milioni di tonnellate nel 2003, la battuta d'arresto che ci si poteva attendere dalle condizioni al contorno prima descritte: la produzione di greggio nel 2004 ha fatto registrare una contrazione a 5,416 milioni di tonnellate. È un quadro apparentemente quasi-stazionario, essenzialmente legato ad un aumento di produzione in Basilicata, che ha contribuito per il momento a compensare il rapido declino dei campi ad olio in via di esaurimento, ma è anche una fase di equilibrio solo temporanea se mancherà il significativo apporto produttivo che ci si attende dall'avvio del progetto di sviluppo del giacimento di Tempa Rossa. All'avvio delle operazioni di coltivazione di quest'ultimo giacimento, depositario in Basilicata di altre consistenti riserve accertate, è mancato anche nel 2004 che si compisse la risoluzione del negoziato in corso da anni tra

i titolari della concessione di coltivazione e gli Organi competenti della Regione Basilicata, sulla misura delle cosiddette compensazioni territoriali.

3.1.2 Importazione ed esportazione

Nel 2004 sono state importate 86,9 milioni di tonnellate di greggio (+3,1% rispetto all'anno precedente), di cui 82,8 importate in "conto proprio" (+3%) e 4,1 per conto di committenti esteri (+5,1%).

È stata anche registrata una improvvisa contrazione dei flussi di importazione di emulsioni di oli pesanti ad alto tenore di zolfo (Orimulsion), che nell'arco dell'anno sono passate da oltre 2 milioni a poco più di 200.000 tonnellate (-88%). È un dato che, insieme ad altri fattori, ha inciso sui volumi delle importazioni dei semilavorati esteri e dei prodotti finiti, che si sono ridotti rispettivamente a 6,3 milioni (-13,7%) ed a 15,4 milioni di tonnellate (-15%).

I flussi di importazione del 2004, relativamente alle diverse aree di provenienza, danno le seguenti indicazioni:

- un significativo aumento (+11,5%) delle provenienze dall'area ex-Urss, con 23,3 milioni di tonnellate, pari al 26,8% delle importazioni nazionali di greggio;
- un contenuto incremento (+3,2%) della quota di importazioni dai paesi dell'Africa che, comunque, porta al 37,4% il contributo di questi paesi al fabbisogno nazionale (32,5 milioni di tonnellate);
- un aumento (+3,3%) dei volumi in arrivo dal Medio Oriente, complessivamente intorno a 28 milioni di tonnellate (32% del totale). Si fa notare che la quota delle importazioni dal Medio Oriente nel 1980 rappresentava il 58,9 % del totale;
- una netta diminuzione (-33%) delle provenienze dal Mare del Nord, il cui contributo (3,2 milioni di tonnellate) si è portato al 3,7%;
- la Libia si è confermata nel 2004 come il maggior fornitore dell'Italia, con oltre 22 milioni di tonnellate, seguita dalla Russia (19,9 Mt), dall'Arabia Saudita (11,8 Mt) e dall'Iran (9,6 Mt).

Anche nel 2004, il greggio maggiormente importato è stato il russo Ural (oltre 17 milioni di tonnellate), seguito dall'Iranian Heavy (8 milioni di tonnellate) e da 8 greggi libici. L'irakeno Basrah Light ha fatto registrare una forte crescita rispetto al passato (3,4 milioni di tonnellate). Complessivamente sono stati importati 21 qualità di greggio da 61 paesi produttori.

Per quanto riguarda le esportazioni, anche nel 2004 semilavorati e prodotti finiti hanno seguito un profilo in crescita, portandosi a 25,4 milioni di tonnellate (+7,2%).

La lievitazione delle quotazioni internazionali del greggio nel 2004 ha impresso una decisa spinta al rialzo della fattura petrolifera ed energetica, concorrendo alla dilatazione di quest'ultima anche gli aumenti delle altre fonti energetiche, gas naturale e carbone.

La spesa per l'approvvigionamento di energia dall'estero, ovvero il saldo fra la spesa per le importazioni e le entrate derivanti dalle esportazioni, nonostante il rafforzamento del cambio euro/dollaro nel corso dell'anno (+10% circa), ha decisamente risentito dei maggiori costi, in generale, oltre che della crescita delle altre voci di importazione (maggiori volumi di gas e carbone).

La fattura energetica è così salita complessivamente a 29.257 miliardi di euro (+10,4% rispetto al 2003), incorporando anche l'aumento di spesa per il gas (+4,6%) e per i combustibili solidi (+50,8%)¹⁰.

¹⁰ La spesa netta per il gas e per i combustibili solidi è aumentata, rispettivamente, da 8.547 a 8.941 miliardi di euro e da 1.130 a 1.704 miliardi di euro.

Unione Petrolifera: *Relazione annuale 2005*.

Il maggiore impatto sulla fattura energetica è, però, da addebitare alla espansione della fattura petrolifera da 15.032 a 16.863 miliardi di euro, un aumento di quasi 2 miliardi, nonostante la contrazione dei consumi registrata nel 2004.

Espressa in termini di PIL, l'incidenza della fattura petrolifera è pari all'1,2%, mentre la fattura energetica rappresenta il 2,2%¹¹.

Tabella 3.1.4 - Italia: approvvigionamento petrolifero. Anni 1990-2004 (Mt)

	1990	1995	2000	2002	2003	2004 (*)
Importazioni di greggio	74,4	73,6	83,7	81,0	84,3	86,9
– di cui conto proprio	63,1	70,4	77,1	75,8	80,4	82,8
– di cui conto committenti esteri	11,6	3,2	6,6	5,2	3,9	4,1
Importazioni di semilavorati	12,1	8,6	6,6	8,8	7,3	6,3
Importazioni di prodotti finiti (•)	23,5	25,1	22,3	20,2	19,0	15,4
Nazionalizzazioni (✦)	6,3	1,2	3,3	3,8	3,0	3,1

(*) Dati provvisori.
(•) Dall'anno 1999 comprendono le importazioni di Combustibili a Basso Costo (emulsioni di greggi pesanti ad alto tenore di zolfo).
(✦) Prodotti ottenuti da lavorazioni in conto committente estero.

Fonte: Ministero delle Attività produttive e ISTAT

Tabella 3.1.5 - Italia: il bilancio petrolifero. Anno 2004 (kt)

DISPONIBILITÀ		UTILIZZO	
Greggio nazionale e condensati da gas	5.445	Consumi	89.452
Importazione di greggio (•)	86.867	Esportazione (▲)	25.374
Importazione di semilavorati	6.277		
Importazione di prodotti finiti	15.447		
Da scorte	790		
Totale	114.826	Totale	114.826

(*) Dati provvisori.
(•) Comprende le importazioni di greggio per conto committente estero.
(▲) Comprende le riesportazioni di prodotti ottenuti da lavorazioni greggio in regime di temporanea importazione conto committente estero.

Fonte: Unione Petrolifera su dati del Ministero delle Attività Produttive e ISTAT

¹¹ Il peso percentuale medio sul PIL della fattura petrolifera e di quella energetica complessiva nel periodo 1980-1985 rappresentava rispettivamente il 4,7% e il 5,3%.

Tabella 3.1.6 - Italia: Le importazioni di petrolio greggio. Anni 2003-2004 (kt)

	2003		2004 (*)	
	Quantità	%	Quantità	%
Arabia Saudita	10.564	12,5	11.768	13,5
Iran	9.913	11,8	9.556	11,0
Iraq	3.456	4,1	3.712	4,3
Kuwait	-	0,0	92	0,1
Siria	2.998	3,6	2.650	3,1
TOTALE MEDIO ORIENTE	26.931	31,9	27.778	32,0
Algeria	3.465	4,1	4.058	4,7
Angola	814	1,0	-	-
Camerun	974	1,2	976	1,1
Congo	-	-	126	0,1
Costa D'Avorio	92	0,1	309	0,4
Egitto	1.568	1,9	2.321	2,7
Guinea Equatoriale	800	0,9	560	0,6
Libia	21.947	26,0	22.379	25,8
Nigeria	1.717	2,0	1.443	1,7
Tunisia	143	0,2	360	0,4
TOTALE AFRICA	31.520	37,4	32.532	37,5
Russia	17.510	20,8	19.892	22,9
Kazakhstan	571	0,7	2.248	2,6
Azerbaijan	2.825	3,3	1.157	1,3
TOTALE EX URSS	20.906	24,8	23.297	26,8
Norvegia	4.692	5,6	3.096	3,5
Regno Unito	74	0,1	71	0,1
TOTALE EUROPA	4.766	5,7	3.167	3,6
Venezuela	214	0,3	38	0,0
Brasile	-	-	55	0,1
TOTALE AMERICA LATINA	214	0,3	93	0,1
Totale	84.337	100,0	86.867	100,0
- di cui: OPEC	51.276	60,8	53.046	61,1

(*) Dall'provvisori

Fonte: Unione Petrolifera

Tabella 3.1.7 - Italia: le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati. Anni 2003-2004 (kt)

	(Migliaia di tonnellate)			
	2003		2004 (*)	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	1.627	6,2	1.603	7,4
Benzina senza piombo	430	1,6	350	1,6
Virgin naphta	1.002	3,8	2.047	9,4
Carboturbo e petrolio	204	0,8	493	2,3
Gasolio	724	2,8	953	4,4
Oljo combustibile totale	8.589	32,7	5.492	25,3
- di cui olio combustibile Atz	1.016	3,9	787	3,6
- di cui olio combustibile Btz	7.573	28,8	4.705	21,7
Lubrificanti	170	0,7	156	0,7
Bitume	37	0,1	46	0,2
Altri (*)	6.181	23,6	4.307	19,8
Totale prodotti (▲)	18.964	72,3	15.447	71,1
Semilavorati	7.282	27,7	6.277	28,9
Totale prodotti e semilavorati	26.246	100,0	21.724	100,0

(*) Dati provvisori.
 (*) Comprendono anche le importazioni di Combustibili a Basso Costo (emulsioni di greggi pesanti ad alto tenore di zolfo) e di Coke di petrolio.
 (▲) Sono comprese le importazioni del settore petrolchimico.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero delle Attività Produttive e ISTAT

3.1.3 Prezzi

Fino a tutto il 1° semestre 2005, una sintesi dei dati fondamentali che condizionano il mercato poteva consistere nelle seguenti osservazioni.

Da una parte, una domanda a livello mondiale in progressiva robusta espansione, che prometteva di mantenersi inalterata per tutto il 2005 ed il 2006, in corrispondenza di una modesta prospettiva di copertura attraverso il ricorso ad una capacità complessiva di produzione aggiuntiva che poteva essere ottimisticamente valutata intorno a 1-1,4 milioni barili/giorno.

D'altra parte, un inusuale rimpinguamento delle scorte dei Paesi industrializzati dell'area *OECD* (*Organisation for Economic Cooperation and Development*), tanto più inusuale in quanto realizzato nel permanere di un regime eccezionalmente sostenuto dei prezzi.

Un recente Rapporto (fine giugno 2005) dell'*EIA* (*US Energy Information Administration*) riferisce che, nell'ultima settimana di giugno, il volume delle scorte commerciali di greggio negli Stati Uniti aveva raggiunto il livello di 328,5¹² milioni di barili, e che gli *stocks* commerciali di benzina e di distillati misuravano a quella data, rispettivamente, 216,2 e 113,2 milioni di barili¹³.

Quanto alle scorte strategiche, quelle degli Stati Uniti (*Strategic Petroleum Reserves, SPR*), erano prossime al livello di sicurezza programmato di 700 milioni di barili¹⁴.

Proprio in quella circostanza¹⁵, la media settimanale delle importazioni Usa aveva superato 11 milioni barili/giorno (il secondo più alto livello settimanale mai registrato), mentre le forniture di

¹² Le scorte commerciali di greggio hanno più volte toccato nel 2004 la soglia critica di 270 milioni barili.

¹³ Negli ultimi dieci anni, il livello medio delle scorte di benzina nel Nord America ha oscillato tra 30 e 23 giorni di consumo.

¹⁴ Il limite fisico è valutato intorno a 730 milioni di barili, ma viene anche prospettato di portare il volume della *SPR* a 1 milione di barili. Si veda "*Time to buy SPR back from the dead*": PIW- July 4, 2005, (pg.4).

¹⁵ È, tra l'altro, la settimana in cui è avvenuta la elezione di Mahmoud Ahmadinejad, un conservatore molto vicino agli *ayatollah*, come Presidente dell'Iran.

greggio alle raffinerie avevano raggiunto i 16,3 milioni barili/giorno, con un grado di utilizzazione delle raffinerie pari al 93%¹⁶. Si è quindi riaperta la controversia intorno alla *SPR* ed all'eventuale impiego che se ne può fare sul mercato.

A dispetto delle convenzionali categorie di giudizio, le incertezze generate dalla consapevolezza dei ristretti margini di cui dispone la capacità produttiva mondiale¹⁷; l'inadeguatezza della capacità di raffinazione con punte critiche in corrispondenza di aree come gli Usa¹⁸, Europa e Asia; la inattendibilità delle produzioni attese da Iraq, Venezuela, Nigeria, Norvegia ecc.; il persistere delle tensioni internazionali¹⁹ e del rischio terroristico hanno, evidentemente, preso il sopravvento sulla tradizionale confidenza che di solito si attribuisce al livello rassicurante delle scorte. È un fatto che la concomitanza delle circostanze citate, che dura ormai da più di due anni, ha fatto raddoppiare in questo arco di tempo il prezzo del barile, concentrando già nel primo semestre 2005 un aumento del 47%.

Alla luce di quanto è avvenuto sul mercato nella transizione dal 2004 al 2005, i fattori di equilibrio del rapporto domanda/offerta hanno perso la loro efficacia, presumibilmente in ragione del fatto che:

- il *surplus* di capacità produttiva è ridotto al minimo, a meno che non venga resuscitato da una fase di recessione economica che abbatta sensibilmente e in modo esteso la domanda e, fermo restando che non vi sono indizi di sorta in questa direzione, non v'è chi possa desiderare una tale eventualità se non il terrorismo;
- le scorte commerciali, attualmente operative a regime, non sono strutturalmente in grado di fare da argine neanche al breve termine;
- la strategia politica d'insieme che presiede alla detenzione di *SPR* non consente l'opzione del rilascio delle scorte per alleggerire le tensioni contingenti del mercato.

Il quadro complessivo dei *fondamentali*, inoltre, è penalizzato dai caratteri strutturali delle linee di produzione, così come queste si prospettano a partire dal presente:

- la produzione OPEC vede i greggi di buona qualità media concentrarsi nella quota assegnata a ciascun paese membro, nell'intento di realizzare più alti differenziali e massimizzare le entrate: i greggi prodotti dalla capacità di riserva saranno di qualità sempre più bassa (densità e contenuto in zolfo) e, quindi, di più difficile e costosa raffinazione;
- la produzione non-OPEC non consente di prevedere sostanziali contributi all'offerta, mentre i margini della capacità di raffinazione globale si sono assottigliati fino ad annullarsi, contemporaneamente all'instaurarsi di *standards* di qualità dei prodotti sempre più rigorosi su tutti i mercati;
- la domanda di prodotti rimane, al breve e medio termine, altamente inelastica all'aumento dei prezzi. Anche guardando al lungo termine, soltanto una drastica rivoluzione nelle scelte di politica energetica potrà orientare i consumi di energia verso

¹⁶ “*Volatile but robust energy prices to continue*”: OGJ/July 11, 2005 (pg. 68).

¹⁷ Il cui grado di utilizzazione ha toccato, alla fine del primo semestre 2005, il 97-98%.

¹⁸ In corrispondenza della metà del 2005, in piena espansione della domanda estiva, il settore della raffinazione negli USA ha subito una serie di chiusure e interruzioni, previste e non, che già metteva a rischio la copertura della domanda all'avvicinarsi della fine dell'anno.

L'incendio che ha messo fuori servizio nel mese di agosto una raffineria di Philadelphia da 300 mila barili/giorno, è stato l'ultimo di una lunga sequenza di interruzioni, incendi e incidenti che hanno colpito tra luglio e settembre, in anticipo sull'arrivo dei grandi uragani, un numero significativo (15 soltanto in Texas) di impianti di Exxon Mobil, BP, Valero e ConocoPhillips (il maggiore raffinatore degli Stati Uniti) e di *pipelines* (*IHT*, August 13-14, 2005 e *PIW*, September 9, 2005).

¹⁹ Anche la trasmissione della corona del regno saudita dal defunto King Fahd a King Abdullah e la contemporanea chiusura, sia pure per pochi giorni, della missione diplomatica americana a Riyadh e dei consolati di Dharan e Jeddah a causa di temuti attacchi terroristici, hanno certamente contribuito ad alimentare le tensioni sul mercato.

una più incisiva razionalità delle scelte sul versante del *Demand Side Management (DSM)*²⁰.

3.1.3.1 Prezzi del greggio

L'offerta di greggio mondiale nel 2004, pure in aumento (83 milioni barili/giorno circa), ha dovuto confrontarsi con una domanda in espansione ad un ritmo ben più sostenuto (+3,6%), trasmettendosi così ai prezzi uno stato di tensione che ha inevitabilmente generato un sensibile balzo in alto delle quotazioni.

Con questa premessa relativa al 2004, il *trend* di aumento della domanda nel 2005 non ha dato segnali durevoli di cedimento, se non qualche leggera correzione nelle attitudini al consumo nell'area asiatica; i fattori negativi manifestatisi nell'anno precedente, irrobustiti peraltro da eventi naturali e geopolitici sfavorevoli, hanno avuto gioco facile nel portare alle estreme conseguenze il rialzo delle quotazioni, fino a 50 \$/b in aprile e prossime a 70\$/b nella seconda metà dell'anno. Assume scarso significato che la quotazione media delle importazioni nei paesi dell'area AIE nel 2004 sia stata pari a 36,4 \$/b, rispetto al fatto che i prezzi sono stati nel corso dell'anno sempre in rialzo e che la forte impennata della primavera 2004 ha attraversato tutto l'anno e si è trasmessa fino al 2° semestre del 2005 (tabella 3.1.8).

Tabella 3.1.8 - Italia: costo del greggio importato. Anni 2003-2004

	(Euro/tonnellata)					
	ANNO 2003			ANNO 2004		
	Feb	Nota	Cif	Feb	Nota	Cif
Gennaio	206,12	6,51	212,63	173,83	6,56	180,39
Febbraio	211,68	7,70	219,37	170,58	8,65	179,23
Marzo	207,88	7,60	215,48	182,03	7,50	189,53
Aprile	171,52	5,85	177,37	189,54	7,66	197,20
Maggio	153,47	5,72	159,19	211,89	5,71	217,60
Giugno	161,43	6,58	168,00	204,00	6,25	210,25
Luglio	172,11	5,80	177,91	209,04	7,47	216,51
Agosto	185,74	3,89	189,63	236,96	7,95	244,91
Settembre	177,06	3,38	180,44	240,15	6,44	246,59
Ottobre	178,76	4,57	183,32	263,05	7,89	270,94
Novembre	174,97	5,80	180,77	224,27	12,42	236,69
Dicembre	170,26	6,71	176,97	199,35	11,28	210,63
Anno	181,25	5,83	187,09	208,52	7,97	216,49

Fonte: Ministero delle Attività Produttive

²⁰ Anche la politica fiscale può contribuire ad orientare consumi e produzione di auto: è ciò che si avverte anche nel paese che ha finora mostrato di essere riluttante ad intervenire su questo fronte, gli Stati Uniti. È stato fatto notare da Edward Markey, senatore democratico del Massachusetts, che la punta di 26,5 miglia/gal nei consumi di carburante su strada, toccata nel 1986, si è progressivamente ridotta nell'indifferenza generale, orientando la produzione di veicoli su modelli a consumo sempre più alto. Un richiamo alla realtà, sia per i consumatori che per l'industria automobilistica, potrebbe venire da una tassa di \$ 2 per gallone di benzina, insieme ad una ridefinizione di nuovi carburanti, che tenga conto delle potenzialità offerte dall'etanolo per varie combinazioni innovative. Va ricordato, a tale proposito, che la nuova legge sull'energia promossa dall'Amministrazione Bush prevede azioni di incentivazione della produzione di etanolo da cereali (*corn based*), ma non per etanolo prodotto da barbabietole (*sugar based*), al quale sono contrarie le fortissime *lobbies* che si oppongono alle importazioni di zucchero (T. Friedman: "*Much pork, little sugar*" - *IHT*, August 6-7, 2005).

Si veda anche: "*Saving Oil in a Hurry*" - International Energy Agency, Parigi 2005 (*Révue de l'Énergie*, mai-juin 2005).

Alla continuità dell'equilibrio domanda/offerta hanno certamente contribuito, in vario modo e misura, i principali attori del mercato: l'OPEC, intervenendo più volte per adeguare l'offerta alla domanda, per un volume cumulativo di oltre 2 milioni barili/giorno (quasi 2/3 della crescita complessiva della produzione mondiale); la Russia, con il maggior contributo (750.000 barili/giorno) sul versante non-OPEC, confermando la sua posizione di primo produttore mondiale (9,2 milioni barili/giorno), seguita dall'Arabia Saudita con 8,7 milioni barili/giorno.

Il livello sostenuto delle quotazioni è stato ridimensionato in misura significativa dall'apprezzamento dell'euro nei riguardi del dollaro: alla quotazione media di 36,4 \$/b corrispondono circa 29,3 euro/b. Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio nel 2004 è stato di 216,5 euro, contro i 187,1 euro del 2003. Il differenziale (+16,7%) deriva dalla applicazione al maggior costo del greggio (+27,1%) dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

I dati di importazione *Cif* nel 1° semestre 2005 portano alla valutazione di un costo medio per tonnellata di greggio di 261,72 euro²¹, che rappresenta un aumento del 33,8% rispetto al costo medio del primo semestre 2004.

3.1.3.2 Prezzi dei prodotti

A livello nazionale, l'apprezzamento dell'euro nei riguardi del dollaro ha consentito di attenuare nel 2004 e nella prima metà del 2005 l'incidenza sui prodotti dell'impennata dei prezzi petroliferi, ma solo parzialmente: +35% le quotazioni Platt's delle benzine e +39% per il gasolio²².

I prezzi industriali (prezzi al consumo al netto delle imposte), espressi come valori medi dell'anno 2004 rispetto all'anno precedente, hanno fatto registrare le seguenti variazioni:

- *Benzina senza piombo* + 11,5%
- *Gasolio autotrazione* + 15,9%
- *Gasolio riscaldamento* + 12,7%
- *Olio combustibile Btz* - 0,5%

Gli aumenti medi nei prezzi industriali dei prodotti sono risultati leggermente inferiori alle corrispondenti variazioni delle quotazioni internazionali. Il prezzo industriale della benzina senza piombo, infatti, è cresciuto (da 0,340 a 0,379 euro/litro) meno della quotazione Platt's, che presenta un rialzo medio superiore a 0,4 euro/litro.

La variazione del prezzo industriale del gasolio (da 0,328 a 0,380 euro/litro) riflette, invece, quasi interamente il rialzo della quotazione Platt's (circa 0,053 euro/litro).

Le variazioni percentuali rispetto al 2003 dei prezzi al consumo nel 2004, espressi come valori medi ponderati nell'anno, sono le seguenti:

- *Benzina senza piombo* +6,3%
- *Gasolio autotrazione* +7,2%
- *Gasolio riscaldamento* +5,7%
- *Olio combustibile Btz* -0,8%

Gli aumenti dei prezzi medi al consumo del 2004, pari questi ultimi a 1,125 euro/litro per la benzina senza piombo ed a 0,940 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. In particolare per la benzina, ha pesato anche la maggiorazione dell'accisa, pari a 1,7 centesimi di euro, decisa alla fine del 2003. Il costo industriale

²¹ Deriva dall'applicazione del cambio medio nel periodo di 1,2832 \$/euro (+4,7% rispetto al 2004) al costo medio di acquisto (335,83 \$/t).

²² Unione Petrolifera: *Relazione Annuale 2005*.

del gasolio per autotrazione ha superato ormai da tempo quello delle benzine: nei primi giorni di luglio 2005 intorno a 540 euro per mille litri, rispetto a 486 euro/mille litri di benzina²³.

Nel quadro di questo regime di prezzi, rimangono confermate nel 2004 le tendenze che si sono andate affermando nei consumi degli ultimi anni.

I consumi delle benzine (14,6 Mt) hanno seguito una contrazione del 5,6%, in accordo con il processo in atto di conversione dello *stock* nazionale di autoveicoli al motore diesel.

La domanda di gasolio auto (23 Mt) mantiene il suo tasso di crescita (intorno al 7%), che muove non solo dal settore autoveicoli ma anche dal più esteso segmento dei veicoli industriali e commerciali: se si cumulano anche i consumi relativi al riscaldamento e agli usi agricoli, la domanda complessiva di gasolio ammonta a 29,3 Mt.

La domanda di oli combustibili (10,5 Mt) mostra un declino in accelerazione (-21%), soprattutto a causa del minore impiego nella generazione termoelettrica (-25%). Del quantitativo destinato a tale settore (8 Mt), il 57%, quasi per intero con tenore di zolfo inferiore all'1%, proviene da importazioni.

Variazioni positive e negative si alternano nei consumi degli altri prodotti: tra le positive, i bitumi (+9,7%), i bunkeraggi marittimi (+4,3%), la carica petrolchimica (+3,7%); tra le negative, i lubrificanti (-4%), il carboturbo (-0,7%) e il GPL (-4,7%).

Le entrate fiscali complessive dei prodotti petroliferi nel 2004 vengono stimate in 35,380 miliardi di euro (+2,3% rispetto al 2003). 24,700 miliardi di queste derivano da accise (+1,2%) e 10,550 miliardi (+5,0%) dall'Iva. L'andamento del gettito fiscale risulta, quindi, in linea con il tasso di inflazione.

Nel corso del 2004 non si sono avute variazioni dei livelli di tassazione di carburanti e combustibili, rispetto a quelli di fine 2003²⁴, mentre nei primi mesi del 2005 è stato disposto (DL n. 16 del 21 febbraio 2005, finalizzato ad interventi urgenti per la tutela dell'ambiente e per la viabilità) l'aumento della accise sulla benzina da 558,64 a 564,00 euro per mille litri e del gasolio autotrazione da 403,21 a 413,00 euro per mille litri²⁵.

La proliferazione di interventi minuti ed estemporanei di imposizione fiscale, dettati da emergenze più o meno significative²⁶, rimane una caratteristica del quadro normativo nazionale, ma non è la sola turbativa delle responsabilità di gestione delle contabilità aziendali. Dalla scala nazionale l'attitudine alla cosiddetta *creatività* impositiva ed alla estemporaneità normativa si è trasmessa alla scala locale, anche con risvolti di privilegio²⁷, grazie al cosiddetto federalismo fiscale.

²³ Notizie Petrolifere, Luglio 2005

²⁴ Negli ultimi due mesi del 2003:

-maggiorazione dell'accisa sugli oli minerali, con decorrenza 29 dicembre 2003, introdotta per necessità di finanziamento dei contratti di lavoro (+1,7 centesimi di euro/litro, da 542 a 559 euro/mille litri)

-aggiustamento delle modalità di versamento dell'imposta sugli oli minerali immessi al consumo dal 1° al 15 dicembre 2003, che ha imposto il versamento in acconto nella misura del 98% dell'imposta dovuta per le immissioni al consumo nel mese di novembre. Il Ministero dell'Economia e delle Finanze non ha imposto tale versamento in acconto per i prodotti immessi al consumo nella seconda metà del mese di dicembre ed ha consentito (decreto del 14 dicembre 2004) di effettuare i versamenti relativi alle immissioni di tutto il mese di dicembre tramite delega bancaria.

²⁵ Il provvedimento in argomento ha, di fatto, generato un differenziale di imposta tra le due classi di gasolio, trazione e riscaldamento, derivandone l'obbligo della *denaturazione* per il prodotto destinato al riscaldamento. In considerazione dei costi connessi con tale adempimento, l'industria petrolifera ha chiesto una modifica, da apportare in sede di conversione del provvedimento, che unifichi l'aliquota sui due tipi di gasolio (UP: Rel. Ann. 2005, op.cit., "Aspetti fiscali e doganali").

²⁶ Con obiettivo primario la benzina: (in centesimi di euro) dalla crisi di Suez (1956, +0,1) al disastro del Vajont (1963, +0,52), all'alluvione di Firenze (1966, +0,52) ed al terremoto del Belice (1968, +0,52); dal terremoto del Friuli (1976, +5,11) a quello dell'Irpinia (1980, +3,87), alle missioni in Libano (1983, +0,59) e in Bosnia (1986, +1,14) ed al rinnovo del contratto degli autoferrotranvieri nel 2004, per un valore complessivo che si approssima a 0,20 euro/litro su tutto il territorio nazionale.

²⁷ La legislazione regionale fa registrare provvedimenti di sconto, come in Valle d'Aosta (una speciale *Carte Vallée* assegna ai residenti 500 litri circa di benzina e 900 litri circa di gasolio auto in esenzione fiscale), in Friuli-Venezia

Ad un anno di distanza dall'iniziativa della Regione Campania (2003)²⁸, anche il Molise ha istituito, con legge regionale del 31 dicembre 2004 e con decorrenza dal 1° gennaio 2005, un'imposta regionale di 0,015494 euro/litro sulle benzine vendute sul proprio territorio, con il proposito manifesto di portarla a 0,025 euro/litro nel 2006.

È facile prevedere che il ricorso alla tassazione regionale si estenderà a tutto il territorio nazionale in tempi e con modalità che non è assolutamente possibile prevedere, in assenza di un dispositivo di legge nazionale che definisca in modo univoco, una volta confermate le competenze degli enti territoriali alle varie scale, obblighi e basi imponibili dei soggetti titolari di concessioni, di decreti o autorizzazioni dei punti-vendita²⁹, e quindi dei rispettivi volumi di prodotto gestiti e documentati nelle rispettive contabilità.

Giulia (riduzioni per entrambi i carburanti intorno a 0,2 euro/litro), Piemonte e Lombardia (i residenti prossimi alla frontiera svizzera possono fruire di bonus fiscali fino a 0,2 euro/litro circa).

²⁸ La Regione Campania ha istituito con legge regionale del 24 dicembre 2003 un'imposta regionale di 0,031 euro/litro (Iva inclusa) sulle benzine vendute sul territorio regionale (da versare su base mensile).

²⁹ Come non citare il pedaggio occulto che gli utenti delle autostrade versano a favore del concessionario del tronco autostradale sotto forma di *royalty* per ogni rifornimento (ordine di grandezza del centesimo di euro/litro). Nel corso del 2004, come si legge nella Relazione di bilancio della Soc. Autostrade (Par. 2.1: Aree di servizio; voce: Attività economica e *royalty*), le *royalties* correnti del Gruppo sono aumentate di 75,9 milioni di euro, toccando i 149,2 milioni di euro (+103,5% rispetto al 2003). Tale forma di prelievo, se si sottrae la quota relativa ai nuovi affidamenti (24,3 milioni di euro) ha portato nelle casse della Soc. Autostrade quasi 50 milioni di euro.

Tabella 3.1.9 - Italia: i prezzi medi dei principali prodotti petroliferi. Anni 2003-2004

	Benzina senza piombo (€/litro)	Gasolio auto (€/litro)	GPL auto (€/litro)	Benzina riscaldamento (€/litro)	O.c. denso Btz (€/kg)
PREZZO AL CONSUMO (*)					
Gennaio	1,047	0,875	0,532	0,846	0,237
Febbraio	1,063	0,873	0,535	0,832	0,231
Marzo	1,082	0,887	0,538	0,854	0,241
Aprile	1,097	0,899	0,539	0,862	0,244
Maggio	1,131	0,924	0,540	0,888	0,263
Giugno	1,148	0,937	0,538	0,894	0,267
Luglio	1,147	0,936	0,535	0,901	0,259
Agosto	1,157	0,955	0,535	0,927	0,257
Settembre	1,156	0,970	0,537	0,943	0,258
Ottobre	1,169	0,996	0,543	0,992	0,277
Novembre	1,168	0,997	0,546	0,984	0,271
Dicembre	1,133	1,014	0,551	0,965	0,255
ANNO	1,125	0,940	0,539	0,909	0,255
PREZZO INDUSTRIALE (•)					
Gennaio	0,314	0,326	0,287	0,302	0,184
Febbraio	0,327	0,324	0,289	0,290	0,179
Marzo	0,343	0,336	0,292	0,309	0,188
Aprile	0,356	0,346	0,293	0,315	0,191
Maggio	0,384	0,367	0,293	0,337	0,208
Giugno	0,398	0,378	0,292	0,342	0,211
Luglio	0,397	0,377	0,289	0,348	0,204
Agosto	0,405	0,392	0,290	0,370	0,202
Settembre	0,405	0,405	0,291	0,382	0,203
Ottobre	0,415	0,427	0,296	0,424	0,220
Novembre	0,415	0,427	0,299	0,417	0,215
Dicembre	0,385	0,442	0,303	0,401	0,201
ANNO	0,379	0,380	0,293	0,354	0,201
(*) Dati calcolati in base alle rilevazioni settimanali effettuate dal Ministero delle Attività Produttive e trasmesse alla Comunità Europea. Il valore del mese è il risultato della media dei valori dei 12 mesi ponderati in base alle vendite. (•) Il prezzo industriale corrisponde al prezzo al consumo meno la componente fiscale					

Fonte: elaborazione Unione Petrolifera su dati Ministero delle Attività Produttive

3.1.4 Tecnologie

Si vuole segnalare una straordinaria operazione di recupero, a quasi 4.000 metri di profondità, di ingenti volumi di olio pesante rimasti intrappolati nel relitto di un *tanker* affondato al largo delle coste spagnole il 19 novembre 2002. È il caso notissimo della *Prestige*, che ha emozionato l'opinione pubblica mondiale, europea in particolare, per la esemplarità negativa del caso (età avanzata della nave, equipaggio non addestrato, comando inadeguato, caratteristiche del trasporto, comportamento delle autorità portuali ecc.) e per la devastazione ambientale che il versamento dell'olio ha rovesciato sulle coste francesi, spagnole e portoghesi.

La nave, varata nel 1976 e battente bandiera delle Bahamas, era salpata da San Pietroburgo facendo successivamente scalo in diversi porti europei: in nessuno di questi era mai stata

ispezionata. Trasportava 77.000 tonnellate circa di olio combustibile pesante e, sorpresa da un fortunale, era affondata 240 km al largo delle coste nord-occidentali spagnole, ad una profondità di 3.850 metri, spezzandosi in due tronconi. Una notevole quantità di combustibile era fuoriuscita dallo scafo durante il naufragio e per molti mesi successivi, andando prevalentemente a depositarsi sulle scogliere e spiagge della Galizia e, ancora oltre, sulle coste francesi e portoghesi.

È stato stimato, a suo tempo, che nel relitto fossero rimaste imprigionate 37.000 tonnellate di olio pesante, che hanno nel tempo continuato a fuoriuscire dallo scafo. Un primo tentativo di recupero era fallito, perché il contenitore con cui si era tentato di riportare in superficie un primo quantitativo di 250 tonnellate di olio, si era spezzato sul ponte della *Dock Barge Enterprise*, mentre veniva issato a bordo. La *Repsol YPF*, anche se in nessun modo connessa con il *tanker* o il suo carico, veniva quindi incaricata dal governo spagnolo di allestire un progetto per il recupero dell'olio combustibile intrappolato nel relitto della *Prestige*, e con il mandato di stabilizzare il relitto e neutralizzare l'eventuale carico residuo.

Il recupero del carico di olio ha avuto infine successo nel 2004, grazie anche alla cooperazione tecnica di BP, Eni, Petrobras, Statoil e Total e mediante l'impiego di un vasto spettro di nuove tecnologie, nate e sviluppate in circostanze e con obiettivi che hanno apparentemente poco in comune con i problemi posti dal recupero del carico della *Prestige*.

Gli obiettivi fissati dal governo spagnolo erano essenzialmente due: il trasferimento del carico dal *tanker* ad un contenitore di superficie e la sigillatura del relitto poggiato sul fondo. Già a livello preliminare fu subito chiaro che non sarebbe stato possibile conseguire questi obiettivi affidandosi a tecniche convenzionali, a causa anzitutto della obiettiva difficoltà delle operazioni, a cominciare da quelle conoscitive, a quasi 4.000 metri di profondità, e a causa dei valori estremamente alti della viscosità dinamica del combustibile alle condizioni di pressione e temperatura del fondale marino (ordine di grandezza da 10^5 a 10^6 mPa/s)³⁰.

Fu programmata, pertanto, una prima fase di esplorazione e di raccolta dei dati di base, destinata a confermare che sussistessero condizioni fisiche, strutturali e ambientali, oltre che congruità dei mezzi tecnici, per procedere a:

- la verifica della piena agibilità di veicoli comandati a distanza (*remotely operated vehicle, ROV*), in grado di operare a 4.000 metri di profondità e di accedere eventualmente all'interno del relitto;
- la sigillatura di tutte le vie di fuoriuscita dell'olio dallo scafo;
- la raccolta dei dati strutturali di progetto del *tanker* e del relitto, caratteristiche dell'olio combustibile all'imbarco e della sua degradazione *in situ*, caratteristiche del fondale e dell'ambiente marino in relazione a eventuali problemi di stabilità del relitto e ad interventi di bonifica;
- l'accertamento della collocazione dei carichi residui nel relitto e stesura dello schema di flusso delle operazioni di estrazione dell'olio dai serbatoi per lotti di carico (*batches*

³⁰ La viscosità dinamica è un parametro rappresentativo della mobilità di un sistema continuo. La viscosità cinematica è data dal rapporto tra viscosità dinamica e la densità del fluido.

Il *mPa/s* (milliPascal x secondo) è la misura della viscosità dinamica nel Sistema Internazionale (SI), equivalente al *centipoise* (cp). 1 cp è la misura della viscosità dell'acqua a 20 °C. La viscosità dei fluidi *newtoniani*, categoria alla quale appartengono le miscele di idrocarburi quali gli oli ed i gas, è funzione della temperatura (funzione decrescente con la temperatura nella fase liquida, crescente con la temperatura nella fase gassosa). Esiste una categoria di fluidi (fluidi *non-newtoniani*) la viscosità dei quali è funzione non soltanto della temperatura, ma anche dello stato di sollecitazione in cui tali fluidi si trovano (p.e., gli oli lubrificanti e molto viscosi, l'inchiostro tipografico, i fanghi di perforazione).

L'ordine di grandezza del milione *mPa/s* configura una misura della viscosità di sistemi continui ai quali è estremamente difficile, se non impossibile, imprimere azioni di scorrimento fluido (è il caso degli oli pesanti ed extra-pesanti, come molti greggi venezuelani e il bitume, oltre che della *mousse-chocolat*, che descrive l'aspetto assunto dall'olio versato a mare, come nel caso dell'olio fuoriuscito dalla *Prestige*, che si è degradato fisicamente e chimicamente sotto l'azione, nel tempo, degli agenti atmosferici (moto ondoso, vento, radiazione solare, correnti, variazioni di temperatura ecc.).

extraction) e del loro trasferimento in navette di contenimento (*shuttles*) per il trasporto in superficie;

- l'ingegneria di base delle soluzioni alternative al recupero (confinamento definitivo e sigillatura del carico, limiti di affidabilità), da adottare in caso di fallimento delle operazioni di recupero³¹.

Alla fine del 2003, il relitto ed il suo contenuto erano stati sigillati con tenuta ad alto grado di sicurezza, il carico era stato individuato e misurato in tutti i compartimenti del *tanker*, erano stati raccolti tutti i dati necessari per procedere alle operazioni di trasferimento dell'olio combustibile ed era stato, infine, testato un sistema di estrazione a caldo, arrivando ad approvvigionare, mediante uno *shuttle*, un primo carico di 125 m³ di combustibile da inviare nei laboratori di una raffineria per studiarne le caratteristiche.

La seconda fase del progetto ha accolto le operazioni di estrazione dai quattro serbatoi di prua³², nei quali era stata individuata una parte significativa del carico, il trasferimento di questo attraverso *shuttles*³³ da 300 m³ fino ad una profondità di 60 m sotto la superficie e, quindi, al suo sollevamento³⁴ dagli *shuttles* alla nave *FSO*.

Le operazioni si sono concluse con il recupero di 13.700 tonnellate di olio, attraverso 51 escursioni degli *shuttles* in 115 giorni di attività.

Evitiamo di addentrarci più del necessario nei dettagli della complessa ingegneria fluidodinamica del recupero, per sottolineare i contenuti tecnologici avanzati che si sono affermati nella esperienza in argomento e che riguardano prevalentemente la capacità di governo delle operazioni di trasferimento dell'olio altamente viscoso dal relitto agli *shuttles* di servizio (serbatoi da 300 m³, appositamente progettati e realizzati in alluminio), e da questi ad una nave-cisterna di carico (*Floating Storage Offloading, FSO vessel*) in superficie³⁵ e le prestazioni dei *ROV's*.

La maturità dei sistemi di ingegneria che presiedono al governo dei flussi multifase deriva dall'esercizio pluridecennale della ricerca e della innovazione tecnologica finalizzate alla valorizzazione delle risorse non-convenzionali, quali gli oli pesanti ed extra-pesanti, sabbie e scisti bituminosi, oltre che al miglioramento della efficienza delle tecniche di perforazione petrolifera, al sollevamento con *air-lift* di noduli polimetallici da profondità oceaniche ecc.

Le capacità e le tecnologie così maturate vengono ormai applicate su larga scala e ad alta efficienza; in alcuni casi, come nella perforazione petrolifera³⁶, sono diventate *routine*.

Nelle particolari circostanze in cui si era stati chiamati ad operare sulla *Prestige*, un ruolo non secondario è stato certamente giocato dalla versatilità e flessibilità di manovra dei *ROV's*³⁷ di ultima

³¹ Uno dei casi da prevedere era che il fluido fosse solidificato e immobile e, quindi, non fosse praticabile il progetto di recupero.

³² In questo tratto è stato escluso l'impiego delle pompe. L'estrazione del carico è avvenuta per differenza di densità.

³³ Cinque *shuttles* sono stati impiegati nelle operazioni di trasferimento da 3.850 a 60 metri di profondità, effettuando 51 cicli (risalita e ritorno) in 115 giorni (2004). Su ciascuno di essi erano state montate apposite valvole di estrazione.

³⁴ Il sollevamento è avvenuto attraverso una condotta verticale (*riser*) alimentata dalle pompe alloggiato al livello di 60 mt. per la connessione ciclica agli *shuttles* e l'invio dell'olio in superficie, alloggiandolo nel *FSO vessel*. Dato l'alto valore della viscosità dell'olio nelle condizioni di prelievo dagli *shuttles*, è stato adottato un modello di sollevamento in corrente bi-fase (olio-acqua), nella configurazione di flusso cosiddetta "*core flow*". Tra i diversi regimi di flusso possibili per una corrente verticale bifase acqua-olio (fluidi non miscibili), questa particolare configurazione vede la corrente a più alta viscosità assumere la posizione centrale all'interno della corrente fluida meno viscosa (acqua) che isola la prima dal contatto con le pareti della condotta. La messa in atto di una configurazione di flusso del tipo *core flow* è stata realizzata iniettando acqua attraverso una apposita flangia anulare che avvolge la sezione di attacco della pompa di estrazione dell'olio dagli *shuttles*. Si tratta, però, di un regime di flusso (*flow pattern*) la cui stabilità, estremamente labile, va governata attraverso un monitoraggio accurato della portata di ciascuna delle due fasi immiscibili.

³⁵ R. Hernàn et al.: «*The Prestige wreck fuel-recovery Project*». Offshore Technology Conference, Houston, 2-5 May, 2005.

³⁶ Quando si è trattato di valutare quanto combustibile era rimasto intrappolato nel relitto, in particolare a poppa in 4 serbatoi esterni e due interni e, a prua, in 3 serbatoi esterni e 1 interno, fu deciso di ricorrere alla valutazione del rapporto carbonio/ossigeno attraverso l'emissione di neutroni (i due elementi danno segnali di risposta differente), ricorrendo alla strumentazione convenzionale in uso nelle procedure di *well-logging* nei pozzi petroliferi.

³⁷ M. Clark: "*To infinity and beyond*" - Petroleum Economist, April 2005

generazione. Non deve sorprendere che le innovazioni più efficaci ai fini della manovrabilità del veicolo, della sua autonomia di alimentazione, della sua attitudine ad accedere a cavità di dimensioni relativamente ridotte e geometricamente irregolari e a riuscirne in condizioni integre, nascono dall'esercizio della documentazione cinematografica hollywoodiana nelle profondità abissali dell'Atlantico. A partire dal successo del documentario ad alta risoluzione sul *Titanic* e sulla esplorazione del relitto della *Bismarck*, a più di 3.800 metri di profondità, è andata sviluppandosi una taglia piccola di veicoli sottomarini, provvisti di sistemi avanzati di bordo, che possono, in particolare, compiere operazioni complesse a profondità anche oltre i 6.000 metri.

Il successo di questa generazione di *ROV's* si basa sull'aver trovato una risposta alla esigenza primaria dell'autonomia di alimentazione, ottenuta sia via cavo autoavvolgente che viene automaticamente abbandonato se si aggroviglia o si spezza³⁸, sia con sistemi di batterie ad alta densità di energia; ma anche sulla loro capacità di penetrare in spazi confinati, date le loro piccole dimensioni, e di manovrare con grande scioltezza e autonomia.

Last but not least, il problema delle fuoriuscite di olio e dell'olio residuo. Dato l'effetto devastante degli *oil spills* sulle coste spagnole, già fin dal novembre 2002 era stato affidato al sottomarino Ifremer *Nautille* il compito di sigillare tutte le possibili vie di fuga di olio dal relitto. Entro il febbraio 2003, il *Nautille* aveva ridotto le perdite da 130 a 2 t/giorno e mettendo in atto tutte le tecniche disponibili (iniezione di *epoxy*, coperture plastiche, sacchi di sabbia e riempimenti di schiume ecc). Alla fine dell'estate 2003, gli interventi effettuati anche sulle vie di fuga geometricamente più irregolari avevano portato il deflusso da 700 a meno di 10 kg/giorno.

Alla fine delle operazioni, rimanevano 700 tonnellate di olio a prua e 13.000 circa a poppa, con un margine di incertezza di 1.200 tonnellate a causa del fatto che con il *logging* non si era riusciti a penetrare fino al fondo di una delle cisterne. Anche se il volume in questione risultava inferiore a quanto si era previsto che potesse rimanere all'interno del relitto, è stato deciso di rivolgersi ai processi di biodegradazione, sia come risposta spontanea dell'ambiente marino, sia come processo guidato attraverso appropriate misure.

L'acqua di mare contiene una grande varietà di microrganismi sotto forma di batteri, alghe unicellulari, protozoi ecc., che sono capaci di metabolizzare il greggio e i suoi prodotti, rompendone la struttura molecolare. L'azione di decomposizione avviene, in particolare, solo in corrispondenza dell'interfaccia oli-acqua, perché da quest'ultima i microrganismi traggono l'ossigeno e i nutrienti essenziali.

I fattori che influenzano i processi di biodegradazione sono legati, oltre che alle caratteristiche dell'olio, alla temperatura ed alla disponibilità di ossigeno e dei cosiddetti *nutrients*, elementi nutrizionali composti essenzialmente di azoto, fosforo e potassio³⁹. Il provvedimento che è stato deciso di adottare per accelerare il processo di biodegradazione naturale dei residui di olio è consistito nella iniezione dei *nutrients* nelle cisterne attraverso valvole e, nell'interno del relitto, attraverso i boccaporti.

³⁸ È l'immagine del ragno che tesse il filo della sua tela e, quando questo si spezza, riprende a tesserlo: non a caso è *spyder* la sigla commerciale associata alla nuova generazione di *ROV's*.

³⁹ -R. E. Hinchee, C. M. Vogel, F. J. Brockman, (a cura di), *Bioremediation*, Battelle Press, Columbus, 1995.

-D.M. Ward, T. D. Brock, "*Hydrocarbon biodegradation in Hypersaline Environments*", *Applied Environmental Microbiology*, n. 35, 1978; Ahearn, Meyers (a cura di), *The Microbial Degradation of Oil Pollutants*, Baton Rouge, L A, 1973.

-X. Zhu et Al., *Guideline for the Bioremediation of Marine Shorelines and Freshwater Wetlands*, 2002

(<http://epa.gov/oilspill/pdfs/bioremediation.pdf>).

-ICRAM: Proposte di Linee-guida sulla movimentazione dei fondali marini e di ambienti ad essi contigui- Roma, novembre 2001

3.1.5 Organizzazione industriale del mercato

Tra gli eventi istituzionali di rilievo nel 2004, appare significativa l'approvazione della legge n. 239 (cosiddetta Marzano) sul riordino del settore energetico nel suo insieme, che contiene inoltre la delega al Governo per l'adozione di Testi Unici in materia di energia. Da questo provvedimento il settore degli idrocarburi, in relazione a quanto già espresso riguardo al declino delle attività, ha motivo di attendersi un più organico e compatto ordinamento autorizzativo per il rilascio dei permessi e delle concessioni.

La legge contiene anche la definizione delle competenze dello Stato e delle Regioni in materia di energia, definizione attesa da quando la legge costituzionale n. 3/2001 ha collocato la produzione, il trasporto, lo stoccaggio e la distribuzione nazionali di energia tra le materie a legislazione concorrente⁴⁰. È stata, inoltre, riordinata la disciplina relativa agli impianti di lavorazione e stoccaggio degli oli minerali e, nel settore del gas, sono state emanate le agevolazioni per la realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione tra le reti di trasporto e per la costruzione di terminali di rigassificazione del GNL.

In particolare, spettano allo Stato:

- le funzioni di indirizzo e coordinamento delle attività aventi per oggetto la programmazione energetica a livello nazionale, a garanzia di una strategia energetica unitaria;
- il monitoraggio delle attività regionali attinenti alle attività nel settore dell'energia;
- le competenze amministrative in materia di scorte d'obbligo e di oleodotti di interesse nazionale.

Spettano, invece alle Regioni:

- le funzioni amministrative, coerenti con gli indirizzi dell'Amministrazione centrale, in materia di raffinerie, depositi e oleodotti non di interesse nazionale.

La semplificazione amministrativa si applica, in particolare, soltanto a quattro tipologie di attività:

- l'installazione e l'esercizio di nuovi impianti di lavorazione e di stoccaggio di oli minerali;
- la dismissione di stabilimenti di lavorazione e stoccaggio di oli minerali;
- le variazioni della capacità complessiva di lavorazione degli oli minerali;
- la variazione di oltre il 30% della capacità complessiva, già autorizzata, di deposito di oli minerali.

Tutte le altre richieste di variazione sono, invece, liberalizzate purché realizzate nel rispetto delle norme in materia ambientale, fiscale, sanitaria, di sicurezza e prevenzione degli incendi, oltre che di demanio marittimo.

Al fine di assicurare al rilascio di queste autorizzazioni uniformità di indirizzo e di individuare criteri e modalità condivisi per l'installazione di raffinerie e depositi, viene istituito presso il MAP un tavolo permanente con le Regioni, il Ministero dell'Interno, il Ministero delle Infrastrutture e Trasporti, l'Agenzia delle Dogane e le Associazioni industriali del settore.

Nel dicembre 2004 si è, inoltre concluso il Piano triennale di ristrutturazione della rete carburanti, esteso per tutto il 2004 ai terzi convenzionati, previo parere favorevole espresso dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM).

Nel corso del 2004, tra l'altro, l'AGCM ha individuato nella grande distribuzione organizzata (GDO) un soggetto esterno in grado di promuovere una più efficace concorrenza nel settore, ed ha

⁴⁰ Modifica al Titolo V della Costituzione.

quindi avanzato una serie di suggerimenti per facilitare l'entrata di tali nuovi soggetti, segnalando nel tempo stesso la persistenza diffusa di barriere all'entrata di nuovi operatori.

Appaiono fondate, al riguardo, le osservazioni avanzate dalle Associazioni di categoria che da tempo sostengono l'opportunità di eliminare i vincoli alle attività ancora in vigore, ma ricordano anche che le disposizioni in corso di adozione per promuovere l'entrata di nuovi operatori devono rivolgersi a tutti i richiedenti e non soltanto a favore della GDO.

Metano

Nel settore della distribuzione di metano per autotrazione, anche nel 2004 persistono le contraddizioni e le incertezze che ne determinano il lento sviluppo. Se, per un verso, si può prendere atto della diffusione, sia pure contenuta, dei punti di erogazione su tutto il territorio nazionale⁴¹, per l'altro si deve registrare che la combinazione della obiettiva esiguità del parco veicolare a metano e della mancata erogazione degli incentivi predisposti per imprimere uno scatto alla domanda di metano-auto, continua a lasciare immodificata la prevalente opzione per la benzina ed il gasolio, in assoluta contraddizione con le più elementari strategie di protezione ambientale e di governo della domanda nella attuale congiuntura economica.

Si deve anche aggiungere che le contorsioni della normativa nazional-regionale-corporativa sono tali da intralciare, anch'esse, una organica diffusione dei punti vendita, dato che per la loro collocazione è prescritto il rispetto di una distanza minima, in alcuni casi molto elevata, tra impianti che erogano GPL e quelli a metano.

GPL

L'evoluzione della domanda del gas di petrolio liquefatto dal 2003 al 2004 si presenta in leggera diminuzione, da 3,7 a 3,5 milioni di tonnellate (-4,7%).

La dinamica dei prezzi ha messo in evidenza, nell'arco di un anno (giugno 2004-giugno 2005) una variazione del +3,4% nei prezzi industriali (da 0,294 a 0,304 euro/l) e del 2,2% nei prezzi al consumo (da 0,541 a 0,553 euro/l).

L'attività di riordino delle norme relative all'installazione e all'esercizio degli impianti di riempimento, travaso e deposito di GPL è stato avviato presso il MAP in attuazione di quanto prescritto dalla legge 239/04 e vede impegnati i rappresentanti delle Regioni e dei ministeri interessati.

Presso il Ministero dell'Interno è in corso, invece, l'attività di studio per la modifica del Decreto del Presidente della Repubblica n. 340/03, che regola la materia della sicurezza degli impianti di distribuzione stradale e gli impianti marini, lacustri e fluviali di GPL, con l'obiettivo di definire norme semplificate per la realizzazione di nuovi impianti di GPL.

A seguito della chiusura della consultazione avviata dall'AEEG nell'agosto 2004 sui "*Criteri per la determinazione delle tariffe per le forniture di gas diversi dal GN distribuite per mezzo di reti urbane.*" relativamente al secondo periodo cosiddetto di regolazione, fissato con la delibera 105 del 25 giugno 2004 tra il 1 ottobre 2004 ed il 30 settembre 2008, i nuovi criteri sono stati definiti con la delibera n. 173/04. Il primo periodo di regolazione delle tariffe, governato dalla delibera 237/00 e sue successive modifiche e integrazioni, si era chiuso il 30 giugno 2004 ma era stato prorogato fino al 30 settembre 2004.

A tale data, le rilevazioni tariffarie hanno confermato la tendenza alla crescita delle reti canalizzate a GPL nelle aree non collegate alla rete dei metanodotti, risultando 499 le località servite e 85 le imprese attive nella distribuzione. Al 30 giugno 2003, le imprese erano 70 e le località servite 430.

È da notare che, nonostante le incentivazioni promosse dai Ministeri dell'Ambiente e delle Attività Produttive e, a livello locale, da Regioni, Province e Comuni, e l'aumento dei modelli di autoveicoli a GPL presenti nei listini delle case automobilistiche, il parco auto a GPL tende a

⁴¹ In attuazione dell'Accordo di Programma del 2001 tra Unione Petrolifera, MAP e Fiat, i punti vendita di metano sono aumentati del 33%, da 358 a 477.

decreocere a causa del saldo negativo tra immatricolazioni e rottamazioni: la quota maggiore delle conversioni a GPL è costituita da auto convenzionali e non catalizzate, caratterizzate da un ciclo di vita in esaurimento⁴². È anche vero, però, che dal 2003 comincia a prevalere la fascia di vetture Euro-2 (immatricolate tra il 1996 ed il 2000) e, dal 2004, la fascia delle Euro-3, con soli 3 anni di immatricolazione.

Le località servite con gas manifatturato (della specie non-condensabile da raffineria o miscele a base di gas naturale o di propano) risultano essere 5, ed i clienti serviti sono complessivamente 26mila.

La determinazione del vincolo sui ricavi di distribuzione, fissata per il secondo periodo di regolazione dalla delibera 173/04, avviene secondo due criteri distinti:

- un regime ordinario, in cui il valore del vincolo, che deriva da quello valido nel regime di regolazione precedente (8,8%), viene ridotto al 7,5%, mentre viene confermato al 3% il valore del recupero annuale di produttività;
- un regime individuale, per il quale si rinvia ad un successivo provvedimento.

La delibera in argomento consente, in ragione delle peculiarità del servizio di fornitura e distribuzione di gas diversi dal gas naturale, di mantenere sostanzialmente la struttura tariffaria definita dalla precedente 237/00 per il primo periodo di regolazione, articolata così com'è su 7 classi di consumo inquadrata dall'AEEG e articolate in quote fisse e variabili, in modo da rispettare il vincolo sui ricavi e la condizione di degressività.

Una successiva delibera (190/04) ha poi avviato la procedura finalizzata alla determinazione dei criteri per la definizione del vincolo sui ricavi per il regime individuale.

In tale quadro, nel gennaio 2005, è stata aperta la consultazione su *“Modalità applicative del regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione di GN e gas diversi dal GN”*⁴³.

Biocarburanti

La legge n. 388/00 concedeva benefici fiscali al bioetanolo di origine agricola destinato ad impieghi energetici. All'art. 22, in particolare, si precisava che la riduzione dell'accisa applicata al bioetanolo ed al biodiesel (etere etil-terbutilico derivato da alcool di origine agricola), oltre che agli additivi e riformulati da biomassa qualora utilizzati da soli o in miscela con oli minerali, era quantificabile in 15 milioni euro/anno, IVA inclusa, per la durata di tre anni.

Successivamente, un decreto ministeriale del 20 febbraio 2004 stabiliva la ripartizione dell'ammontare complessivo del beneficio fiscale tra le 3 categorie di prodotti citati, la data di avvio del primo triennio di applicazione del provvedimento (1° gennaio 2003), definiva i criteri in base ai quali si sarebbe proceduto all'assegnazione della agevolazione fiscale a chi ne facesse richiesta, ed i controlli che l'Amministrazione centrale avrebbe condotto al riguardo.

Il biodiesel risultava, in questa versione normativa, essere il maggiore beneficiario dello sconto fiscale prima citato, con una quota assegnata di 11 milioni di euro (l'85% del totale). Ma il conteggio dovrà essere rivisto e corretto, in quanto, dato il lasso di tempo intercorso tra l'emanazione della legge 388/00 e il DM del 2004, le disposizioni di quest'ultimo sono state in gran parte riversate nella legge Finanziaria del 2005 (art. 1, comma 520), che ha esteso l'ammontare complessivo del progetto triennale *“Biocarburanti”* da 15 a 73 M€, trasladone la data di avvio al 1° gennaio 2005.

Sempre nella Finanziaria 2005, il comma 521 dell'art. 1 ha ridotto da 300 a 200.000 tonnellate il contingente di biodiesel totalmente defiscalizzato⁴⁴, nell'ambito di un programma di sei anni a partire dal 1° gennaio 2005.

⁴² Tra il 1998 ed il 2004 il parco di autovetture circolanti a GPL è passato da 1.291.826 a 1.041.496 unità (dal 3,96 al 3,04% del totale, a causa delle rottamazioni. *“Immatricolazioni e collaudi di veicoli alimentati a GPL e metano (1998-2004)”* - a cura di Assogasliquidi ed Ecogas, su dati ISTAT, Dip. Motorizzazione, ACI e ANFIA. Staffetta Quotidiana, 25 giugno 2005.

⁴³ Come deliberato agli articoli 9 dei provvedimenti n. 170 e 173 del settembre 2004.

Se la Finanziaria fissa le linee generali di politica economica per l'anno, spetta successivamente al Ministero delle Finanze di emanare i decreti di attuazione, in sostituzione dei DM del luglio 2003 (sul biodiesel) e del febbraio 2004 (sul bioetanolo).

In conclusione e a conti fatti, se l'ultimo finanziamento conferito al bioetanolo rimane confermato in 60 milioni euro, il volume complessivo dei biocarburanti utilizzati in miscela con la benzina e il gasolio⁴⁵ nel 2005 viene valutato pari allo 0,7% dei carburanti immessi al consumo: ben al di sotto dell'obiettivo del 2% fissato dalla direttiva europea 2003/30/CE.

3.1.5.1 Scorte

Non si era ancora attenuato il ricordo dell'uragano *Ivan* e delle sue devastazioni che, a distanza di poco meno di un anno⁴⁶, un nuovo cataclisma si è abbattuto con l'uragano *Katrina* sul Golfo del Messico, sconvolgendo il territorio degli Stati del Sud che si affacciano sul Golfo.

Per affrontare la situazione d'emergenza e in considerazione delle circostanze critiche in cui già versava l'equilibrio domanda/offerta di greggio e prodotti, non solo sul mercato degli Stati Uniti ma soprattutto su scala mondiale, 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 strategiche⁴⁷.

Era un provvedimento atteso, a causa delle dimensioni dei danni causati dall'uragano sulle installazioni petrolifere⁴⁸ e di raffinazione sull'area del Golfo del Messico. Secondo le stime dell'AIE, la sottrazione di greggio e di prodotti che ne è derivata alla disponibilità sul mercato equivale sommariamente a 1,5 e 2,0 milioni barili/giorno rispettivamente e, a sua volta, si è tradotta in una impennata dei prezzi del greggio oltre i 70 \$/b e della benzina e del gasolio oltre 858 e 690 \$/t, rispettivamente.

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 combustibile⁴⁹.

Da notare che i noli di trasporto sia del greggio che di prodotti hanno risentito in misura significativa delle circostanze, con un aumento medio oltre il 30%: i noli per il trasporto di greggio e prodotti alla costa del Golfo, con provenienza da Europa, Africa Occidentale e Caraibi, in programma nella prima metà di settembre, variavano da 1,25 a 2,2 \$/b (WS 260) per il greggio, ma fino a 4,5 \$/b (WS 535) per i prodotti⁵⁰.

⁴⁴ La quota di defiscalizzazione totale del biodiesel era stata, nel frattempo, fissata in 300.000 tonnellate da un DM del 25 luglio 2003: il solito labirinto normativo.

⁴⁵ La stima è stata condotta in base al contenuto energetico del bioetanolo e del biodiesel. *Unione Petrolifera*, op.cit.

⁴⁶ "Hurricane Ivan forces vigorous response and repairs"- OGJ, August 22, 2005. *Ivan* ha colpito il versante Nord del Golfo del Messico il 17 Settembre del 2004, spazzando via impianti, strutture e *pipelines* (prevalentemente della Shell) e sottraendo per almeno due mesi 850mila b/d di greggio e 100 milioni Smc/g di gas naturale alla produzione installata nel Golfo. Per un confronto tra gli effetti degli ultimi uragani, vedi anche: "Production recovery slows in GoM" - PIW, Sept. 19 (2005).

⁴⁷ 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.

⁴⁸ I tagli alle attività estrattive nel Golfo del Messico risultano molto più estesi che nel caso dell'uragano *Ivan*: vengono valutati intorno al 60% della produzione di greggio nel Golfo ed al 40% di quella di gas naturale.

⁴⁹ *International Oil Daily* - Sept. 9, 2005.

⁵⁰ Già in agosto era stato valutato intorno a 35 il numero dei *tankers* in servizio attraverso l'Atlantico per trasportare negli Stati Uniti benzine e *jet fuel* dall'Europa. Per i prodotti "avio", in particolare erano stati messi in atto trasporti

Dal provvedimento dell'AIE deriva, in particolare, all'Italia una licenza di rilascio dalle scorte per 82.870 barili/giorno per 30 giorni, pari al 4,1% dell'impegno totale⁵¹. La ripartizione del prelievo, infatti, varia da Paese a Paese: l'impegno maggiore grava sugli Stati Uniti, con il 44,2% del totale, seguiti dal Giappone (12,2%), dalla Germania (6%), dal Regno Unito (3,6%) e dalla Spagna (3,5%). Ma l'AIE ha precisato che le scorte rilasciate non debbano necessariamente essere indirizzate verso gli Stati Uniti, ma immesse sul mercato nei paesi in cui sono detenute. Ulteriori misure di alleggerimento delle tensioni sul mercato sono in via di allestimento, in attesa della riunione dell'OPEC già programmata per il 19 settembre a Vienna.

Tempi e modalità del rilascio sono oggetto di discussione nel corso della riunione del *Governing Board* dell'AIE del 15 settembre, da cui promaneranno i dettagli esecutivi della misura d'emergenza: qualità dei greggi (pesanti o leggeri), criteri per la determinazione dei prezzi di immissione sul mercato internazionale, copertura dei costi previsti (tecnici e non), modalità di ricostituzione delle scorte. Su quest'ultimo punto, il criterio-guida già manifestato è quello di allestire un piano armonizzato di ricostituzione delle scorte, per evitare che gli operatori procedano all'acquisto contemporaneo di prodotti sui mercati, contribuendo così ad una ulteriore impennata dei prezzi.

Quanto all'alternativa leggeri/pesanti, sulla base dell'indicazione dell'AIE a favore dell'immissione sul mercato di volumi aggiuntivi di prodotti leggeri, il MAP ha predisposto un piano di rilascio in cui le benzine figurano al 60% e gli oli combustibili densi al 40%, rispettivamente 176.000 e 154.000 tonnellate in 30 giorni⁵². È in corso anche l'attività di coordinamento tra i Paesi membri dell'AIE per la messa in atto delle operazioni di rilascio.

Quanto agli effetti della decisione sulle scorte, questi non hanno tardato a farsi sentire subito dopo la diffusione del comunicato dell'AIE, con ribassi che hanno portato la quotazione del Brent (riferimento europeo) da poco meno di 70 a 65 \$/b, le benzine s.p. a 780 \$/t (-\$55,75) e il gasolio 50 ppm a 668,75 \$/t (-\$ 21,5). Ha certamente giocato nella stessa direzione una apprezzabile ripresa delle attività di alcuni impianti nel Golfo del Messico, oltre alla prospettiva di un innalzamento del tetto delle quote produttive (+500.000 barili/giorno) in occasione della riunione OPEC del 19 settembre.

Non ci si nasconde, naturalmente, che una volta che i governi hanno aperto l'accesso agli *stocks* delle riserve, il mondo si presenta sempre più indifeso a fronte di qualunque evento, di carattere naturale o terroristico, che possa causare interruzioni nelle forniture dai paesi produttori. È un rischio reale al quale hanno cercato di dare risposta le analisi condotte separatamente dalla Commissione Energia del Senato degli Stati Uniti e dall'*America's National Commission on Energy Policy (NCEP)*. Da un esercizio strategico elaborato da quest'ultima commissione, un gruppo di esperti e politici sia democratici che repubblicani, è risultato che qualora dovesse

speciali verso gli aeroporti che ne erano a corto, in special modo quelli del Sud-Est del paese, realizzati mediante carichi-extra di carburante sugli aerei di linea. Dopo *Katrina*, il quadro dei trasporti si è ulteriormente aggroviato a causa dell'immissione sulle rotte per gli USA di almeno altri 50 *tankers* che trasportano prodotti leggeri dall'Europa e dall'Asia per conto delle grandi compagnie internazionali (BP, Royal Dutch Shell, Total) e di *traders* russi (Glencore e Petroval della Yukos) e giapponesi. In queste circostanze, i noli hanno raggiunto livelli eccezionalmente alti, anche per l'intervento di imprese attrezzate (come la finlandese Neste Oil) per pulire i *tankers* e portarli alle condizioni *standard* che li abilitino all'accesso ai porti americani.

Il *WS (World Scale)* è un sistema di indicizzazione internazionale, in base al quale trasporti su rotte differenti possono essere confrontati in modo omogeneo come percentuali di un indice di base (un nolo espresso in US\$), che viene fissato anno per anno. In base al sistema *WS*, mezzi di trasporto navale a un dato livello di *WS* percepiscono approssimativamente la stessa remunerazione giornaliera a prescindere dai porti che toccano e dalle rotte che seguono.

"*Katrina ignites market for clean tankers*" - PIW, September 26 (2005).

⁵¹ La quota è stata calcolata sulla base dei consumi di prodotti petroliferi nel periodo 2° trimestre 2004 - 1° trimestre 2005.

⁵² Le dimensioni critiche delle scorte di gasolio non hanno consentito che venisse preso in considerazione alcun rilascio (Staffetta Quotidiana, 8 settembre 2005).

verificarsi, a causa di una calamità naturale o di altri eventi politici/terroristici⁵³, una interruzione delle forniture intorno al 4% della domanda mondiale⁵⁴, i prezzi del greggio potrebbero anche esplodere, dai 60 \$/b presi come base di partenza, fino a 160 \$/b⁵⁵.

In queste circostanze, sono venuti maturando vari approcci pragmatici al problema della sicurezza degli approvvigionamenti che, in realtà, è l'obiettivo sul quale gli interessi dei paesi consumatori e produttori devono convergere.

Tra questi, si può riferire di una recente proposta in via di definizione presso la Colombia University⁵⁶ sulle tracce di un negoziato, aperto dalla prima Amministrazione Bush nel 1991 con l'Arabia Saudita, su un programma di alimentazione delle scorte con partite di greggio poste in stoccaggio nei paesi consumatori, sotto il controllo commerciale del paese produttore. Il procedimento consisterebbe nell'acquisto da parte di un paese produttore in area OPEC (p.e. Arabia Saudita) di una adeguata capacità di stoccaggio nelle regioni di grande consumo (p.e. USA e Cina) e nell'alimentazione del volume di greggio destinato allo stoccaggio con le produzioni a basso costo dalle capacità di riserva, il cui costo di trasporto e stoccaggio fosse a carico del paese consumatore in aggiunta al costo della materia prima. Il Paese detentore dello stoccaggio acquista un diritto di prelievo dalle scorte (*call option*) per ragioni strategiche, mentre il paese esportatore mantiene il controllo commerciale dello stoccaggio.

Il ricorso alla capacità di riserva, naturalmente quando e dove questa è disponibile, consente al paese produttore di rispettare i tetti produttivi fissati, e non modifica il valore delle entrate dalle sue esportazioni in quanto il greggio in argomento è destinato esclusivamente allo stoccaggio (*production-to-storage*)⁵⁷. Il controllo di un regime equilibrato di *immissioni* e *rilasci*, anche al fine di impedire scompensi di valore significativi, *swaps* non trasparenti e astuzie varie finalizzate al superamento del tetto della quota di produzione assegnata a ciascun paese, verrebbe affidato alla stessa OPEC.

Come dispositivo di rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti, il dispositivo sommariamente descritto (definito come "*commercial forward storage*", una sorta di anticipazione commerciale in stoccaggio) presenta alcuni aspetti positivi, sia sul piano strategico che su quello commerciale.

L'esercizio del diritto contrattuale di accesso allo stoccaggio per ragioni strategiche, infatti, viene venduto al paese ospite su basi negoziali che muovono da una caratterizzazione *low-cost* del contratto (essenzialmente costi operativi di produzione variabili, costi di trasporto e di stoccaggio), che certamente offrono spazio ad incentivi di varia entità per i rilasci strategici e commerciali. Ne possono conseguire gradi di libertà contrattuale che, se ben definiti contrattualmente al fine di evitare sovrapposizioni tra le occorrenze strategiche e le scelte commerciali, rafforzano la reciprocità degli interessi delle parti contraenti.

3.1.5.2 Raffinazione

La domanda petrolifera mondiale nel 2004 è cresciuta di 2,6 milioni barili/giorno (+3,6%), il tasso di crescita più alto dagli anni Settanta, sollecitata da una pressante richiesta di prodotti. L'espansione della domanda globale di lavorazioni e conversioni del greggio è ben lontana, però,

⁵³ Già nel 2002, la *Federal Emergency Management Agency* (l'equivalente della Protezione Civile italiana) aveva indicato, tra le possibili grandi catastrofi che avrebbero potuto abbattersi sugli Stati Uniti, (1) un attacco terroristico alla città di New York, (2) un terremoto a S. Francisco, (3) l'inondazione di New Orleans.

⁵⁴ All'insacco dello *shock* petrolifero del 1973 fu sufficiente poco più del 5%.

⁵⁵ "*No safety net*": *The Economist*, September 10 (2005).

⁵⁶ D.Nissen (*Center of Energy, Marine Transportation and Public Policy, Colombia University*): "Oil Market Reliability: A Commercial Proposal"- PIW, July 25, 2005.

⁵⁷ Solo nel caso in cui alla immissione in stoccaggio di greggio leggero o medio corrispondesse un corrispondente rilascio sul mercato di greggio di qualità inferiore, quale potrebbe essere il caso di *swaps* commerciali a termine, anche se adeguatamente motivati) prenderebbe corpo un valore differenziale che, comunque, dovrebbe passare al vaglio dell'Organizzazione.

dal trovare una risposta adeguata nella attuale struttura della raffinazione che, nello stesso anno, è cresciuta solo dello 0,8%.

Negli ultimi 25 anni, si è assistito alla dismissione di un numero crescente di raffinerie ed alla diffusa disattenzione riguardo all'esigenza di costruirne di nuove ed innovative, soprattutto a causa degli ingenti investimenti richiesti per rispondere alla dinamica della normativa ambientale. Eppure, i margini di raffinazione hanno seguito nell'ultimo biennio un andamento coerente con l'ascesa dei prezzi internazionali dei prodotti e che sopravanzava l'aumento delle quotazioni del greggio: una modalità gratificante per gli investimenti, pure tenendo in conto che la raffinazione è strutturalmente *capital intensive*⁵⁸.

Dal 1981 ad oggi, negli Stati Uniti, il numero delle raffinerie si è più che dimezzato, da 325 a poco più di 150, con molta probabilità in considerazione della loro scarsa redditività e dell'inasprimento dei vincoli di rigore ambientale. Ne è conseguito che gli USA, da quel momento in poi sono stati obbligati ad importare fino al 10-15% delle loro benzine soprattutto da Europa e Sud America, ma anche che hanno dovuto alzare il tasso di utilizzazione degli impianti, con il risultato che la capacità impiegata nelle raffinerie è aumentata del 25% e che, nel 2004, l'impennata della domanda di prodotti leggeri ha trovato l'industria al limite estremo della sua capacità. In questo quadro, l'impatto degli uragani *Ivan* e, ultimamente, *Katrina* (agosto/settembre 2005) ha ulteriormente aggravato lo squilibrio tra domanda ed offerta globale di prodotti, mettendo fuori servizio dal 5 al 10% della capacità di raffinazione americana, prevedibilmente per un mese o più in relazione ai tempi necessari per la rimessa in servizio della rete elettrica⁵⁹.

È anche vero, però, che ci sono stati segnali di reazione positiva⁶⁰, nel senso che sono già stati presentati progetti di nuove raffinerie e di potenziamento delle esistenti, grazie anche agli incentivi promossi dalla nuova legge sull'energia a favore delle compagnie che ampliano la capacità di raffinazione dei loro impianti in misura superiore al 5%⁶¹.

In Asia, in particolare in Cina, la domanda di prodotti leggeri è cresciuta nel 2004 di oltre 1 milione barili/giorno, in relazione non soltanto alla rapida espansione del settore motorizzazione, ma soprattutto ai consumi di gasolio nella generazione elettrica, entrata in crisi per l'effetto combinato dell'accelerazione impressa alla produzione industriale per alimentare i flussi di esportazione e della scarsità di carbone. I ridottissimi margini della raffinazione in Asia tra il 1998 ed il 2003 hanno indotto gli operatori a chiudere la maggior parte degli impianti, peraltro di piccola taglia e bassa efficienza (in Giappone soltanto c'è stata una riduzione della capacità di 300 mila barili/giorno)⁶². Il contesto strutturale rimane caratterizzato da valori di efficienza energetica assai bassi, da insufficiente capacità di raffinazione e da una domanda estremamente rigida anche nel settore industriale e commerciale.

La rarefazione di capacità di raffinazione si è tradotta in un aumento dei tassi di utilizzazione e in un salto verticale dei margini: i tre principali mercati continentali hanno fatto registrare nel

⁵⁸ Per una raffineria di taglia media (100mila barili/giorno circa), l'investimento supera i 10mila euro per barili/giorno di capacità di lavorazione.

⁵⁹ Sono fuori servizio le raffinerie di *Chalmette* di ExxonMobil in *joint venture* con Petroleos de Venezuela, di *Belle Chaise* di ConocoPhillips, di *Meraux* della Murphy Oil, tutte in Louisiana, oltre all'impianto della Chevron a *Pascagoula* in Mississippi, per un totale di 900mila barili/giorno (*Petroleum Intelligence Weekly* - Sept. 12, Sept. 19, 2005).

⁶⁰ *Motiva*, una *joint-venture* tra Saudi Aramco e Royal Dutch Shell, ha in progetto il raddoppio della capacità del suo impianto a Port Arthur (Texas), da 350 a 600.000 barili/giorno, analogamente a quanto si può leggere nei programmi di Valero, Chevron, Holly ed Exxon Mobil. Il costo del progetto Motiva viene valutato in 3 miliardi di dollari. Il totale delle espansioni previste viene valutato in 600.000 barili/giorno. Il potenziamento complessivo previsto porterebbe la capacità di raffinazione Usa, negli anni tra il 2005 e il 2010, dagli attuali 17,1 a 18 milioni barili/giorno. Vedi: "*Refinery expansion finally picks up pace in US*" - *Petroleum Intelligence Weekly*, September 19 (2005).

⁶¹ R. Gold et al.: "*Energy Policy Act 2005 leaves US with open issues*" - OGJ, August 22, 2005.

⁶² B. Van Tassel et al.: "*Devising a winning strategy*". *Petroleum Economist*, September 2005.

2004 un tasso medio di utilizzazione tra il 92 e il 95%⁶³. Si deve anche osservare che il riferimento a tassi medi di utilizzazione su scala nazionale o internazionale può anche indurre in errore, in quanto non rappresentativo delle specializzazioni degli impianti. Ma è fuor di dubbio che la domanda è sempre più concentrata sui prodotti raffinati leggeri e che ne è derivata una forte divaricazione tra i margini (da 3,5 a 5,5 \$/b e oltre) degli impianti più articolati (*cracking* e *hydrocracking*) e quelli degli impianti con schema di flusso più semplice che non sono in grado di trarre profitto dai differenziali tra greggi pesanti/leggeri⁶⁴ e tra prodotti leggeri/pesanti. Ne è derivata fin dal 2004 una esaltazione dei prezzi dei prodotti leggeri e a basso tenore di zolfo rispetto agli altri.

La capacità dei principali impianti del sistema di raffinazione in Italia non ha fatto registrare nel 2004 sensibili variazioni. Il complesso della capacità effettiva tecnico-bilanciata, intesa come quella supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati a svolgere lavorazioni secondo specifica, è rimasto infatti al livello di 100,2 milioni di tonnellate/anno. Che nel 2005 si possa registrare il caso isolato dell'entrata in servizio del nuovo impianto di *mild hydrocracking* presso la Raffineria IES di Mantova, si deve ad una particolare contingenza.

Il deficit europeo di gasolio per motori *diesel*⁶⁵ ha, infatti, richiamato negli ultimi tempi investimenti nei processi *hydrocracking*, che hanno una resa più alta, in termini di distillati medi, rispetto alle unità *coking* e di *cracking catalitico*, ma richiedono greggi leggeri e hanno costi più alti, sia d'impianto che operativi. Iniziative in questa direzione sono state prese da Total in Normandia per una capacità di *hydrocracking* di 48.000 barili/giorno e da Repsol YPF a Cartagena (Spagna); viene attribuito a Eni un programma di costruzione di *hydrocrackers* a Sannazzaro dei Burgundi (30.000 barili/giorno) e a Taranto (18.000 barili/giorno)⁶⁶.

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 utilizzazione e non si sottrae al problema di scala europea e mondiale: la scarsità di greggio di qualità leggera e con basso contenuto di zolfo. Le quantità crescenti di greggio offerte negli ultimi anni sul mercato sono caratterizzate 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 europei⁶⁷; non solo, ma gli impianti che potrebbero trattarli sono al limite della piena utilizzazione.

La generalizzazione di tale incompatibilità ha generato a livello mondiale un vistoso squilibrio tra le qualità di greggio sul mercato, portando a una forte divaricazione tra greggi leggeri e pesanti, con differenziali oltre i 10 \$/b. Solo un rilancio diffuso di nuova capacità di raffinazione potrà alleggerire questo stato di tensione. Non a caso l'amministrazione americana si dichiara pronta non solo a mettere a disposizione di nuove raffinerie le aree di insediamenti militari dimessi, ma anche a predisporre iter autorizzativi semplificati ed accelerati.

Al momento, *surplus* e *deficit* regionali trovano mutua compensazione in una rete di scambi che vede l'Europa beneficiaria della domanda americana di benzine e, al tempo stesso, bisognosa di gasolio che ottiene attraverso le forniture dal sistema ex-URSS. Le importazioni asiatiche sono, invece, alimentate dal Medio Oriente, che rifornisce anche di oli combustibili l'UE.

⁶³ L'UE-25 ha operato nel 2004 al tasso medio di utilizzazione del 92,8%, l'area Asia-Pacifico al 92,3%, il Nord America al 92%. Le raffinerie del Medio Oriente e del Centro e Sud-America all'84,5 e 81,8%, mentre l'area ex-Urss e l'Africa hanno i tassi più bassi, 70,7 e 68,7%.

M. Quinlan: "*Big profits, big decisions*"- Petroleum Economist, September 2005.

⁶⁴ Già a fine 2004, in corrispondenza di quotazioni superiori a 50 \$/b per il WTI a New York e per il Brent a Londra, i differenziali tra Brent e Dubai e tra Brent e greggio pesante iraniano avevano superato i 10 \$/b. O. Appert: *op.cit.*

⁶⁵ È diverso il caso americano, a causa della forte domanda di benzine che vede gli investimenti indirizzarsi verso unità *coking* e *catalytic crackers*, che hanno un'alta resa, rispettivamente, in benzine e sottoprodotti e benzina e olio combustibile da bunkeraggio, con margini assai invitanti in entrambi i processi, da 14,35 \$/b per il *coking* a 8,5 \$/b per il *catalytic cracking* (aprile 2005).

⁶⁶ M. Quinlan, *op.cit.*

⁶⁷ 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.

Nella situazione che si è venuta a creare tra il terzo e quarto trimestre del 2005, è difficile prevedere quali potranno essere le iniziative promozionali e le incentivazioni da progettare per il caso italiano.

Gli investimenti nel *downstream* italiano nel corso del 2004, comprensivi sia delle attività di raffinazione che del versante distribuzione, ammontano a 1,4 miliardi di euro⁶⁸. Il 64% circa degli investimenti nella raffinazione è stato indirizzato verso obiettivi ambientali (qualità dei prodotti e riduzione delle emissioni), mentre nell'ambito della distribuzione il 90% circa delle risorse è andato a coprire i costi delle iniziative di ammodernamento della rete e di adempimento degli obblighi di carattere ambientale.

Gli investimenti previsti nel quadriennio 2005-2008, vengono valutati in 4,8 miliardi euro, di cui 2,6 miliardi circa (54%) destinati agli impianti di raffinazione in relazione alla generazione dei nuovi carburanti, e 2,2 miliardi indirizzati alla distribuzione e vendita⁶⁹.

Nel primo semestre del 2005, le lavorazioni delle raffinerie nazionali sono stimate in 48,6 milioni di tonnellate, in diminuzione dello 0,4% rispetto allo stesso periodo del 2004⁷⁰, con le lavorazioni di greggio in calo dello 0,7%. In particolare, le attività sui semilavorati esteri (3,2 Mt) e le lavorazioni di greggio per conto di committenti esteri (2 Mt) sono stimate in crescita rispettivamente del 3,4% e del 15,6%. Al netto di consumi e perdite (4,9 Mt), la produzione delle raffinerie nel semestre in esame è stata, quindi, di 43,7 Mt, corrispondente ad una percentuale di utilizzazione degli impianti (lavorazione del greggio e di semilavorati d'importazione) pari al 97%⁷¹.

⁶⁸ *Unione Petrolifera*: op.cit.

⁶⁹ L. Pistacchio, op.cit.

⁷⁰ Si noti che il confronto relativo ai primi cinque mesi produce un dato in diminuzione più che doppio (-0,9%), mettendo in evidenza un incremento verticale delle lavorazioni nel mese di giugno (*Staffetta Quotidiana*, 20 luglio e 2 settembre 2005).

⁷¹ Si fa riferimento ai 100 Mt/anno di capacità di raffinazione effettiva tecnico-bilanciata (ovvero la capacità degli impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzine e gasoli secondo specifica).

Tabella 3.1.10 - Italia: le lavorazioni delle raffinerie⁷². Anni 2003-2004 (kt)

(Migliaia di tonnellate)				
	2003		2004 (*)	
MATERIA PRIMA LAVORATA				
Greggio nazionale	4.896		5.204	
Greggio estero	84.358		86.993	
Semilavorati	11.171		9.541	
Additivi/Ossigenati/BTX/Metano	800		917	
Totale	101.225		102.655	
	Quantità	%	Quantità	%
PRODOTTI OTTENUTI				
Gpl	2.320	2,3	2.365	2,3
Benzina auto	20.107	19,9	20.352	19,8
– di cui senza piombo	20.045	19,8	20.325	19,8
Virgin naphta	4.392	4,3	3.896	3,8
Petrolio	1.328	1,3	1.291	1,3
Carboturbo	2.900	2,9	2.781	2,7
Gasolio	36.628	36,2	38.026	37,0
Olio combustibile totale	12.369	12,2	12.174	11,9
– di cui olio combustibile bitz	5.978	5,9	5.444	5,3
Lubrificanti	1.296	1,3	1.294	1,3
Bitume	3.265	3,2	3.521	3,4
Altri prodotti	1.690	1,7	1.845	1,8
Semilavorati	5.282	5,2	5.248	5,1
Consumi e perdite	9.648	9,5	9.862	9,6
Totale	101.225	100,0	102.655	100,0
(*) dati provvisori.				

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero delle Attività Produttive e ISTAT

3.1.6 Trasporti

L'offerta di petrolio e gas viaggia in misura considerevole sulle rotte marittime, una modalità di trasporto alla quale è associata una larga varietà di problemi economici e ambientali, oltre che strategici.

Il flusso del traffico petrolifero che tocca i porti del Mediterraneo ammonta a circa 3,5 milioni barili/giorno, di cui ben più della metà passa attraverso i porti italiani (180 milioni tonnellate/anno, di cui 125 in Italia).

La situazione dei porti e dei terminali petroliferi mediterranei presenta elementi di rischio in relazione a due fattori fondamentali:

⁷² Per un aggiornamento sulle capacità delle specifiche linee di lavorazione delle principali raffinerie italiane, in termini di (1) *visbreaking* e *thermalcracking*, (2) *visbreaking*, (3) *coking*, (4) *thermalcracking*, (5) *hydrocracking gasolio*, (6) *gofiner/mild hydrocracking*, (7) *hydrocracking residui*, (8) *dewaxing gasolio pesante/mild hydrocracking*, (9) *isomerizzazione*, (10) *polimerizzazione*, (11) *eterificazione di benzine leggere di craking*, si veda: Staffetta Quotidiana, 17 giugno 2005 (pg.4).

- a) l'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;
- b) l'inadeguata disponibilità di attrezzature necessarie per la ricezione e il trattamento delle zavorre oleose, in molti casi addirittura assente.

Non pochi porti petroliferi del Mediterraneo, specie lungo le coste europee, presentano requisiti accettabili e in linea con gli *standard* più elevati in campo internazionale. Non è tuttavia superfluo ripetere che, per la dimensione, le interconnessioni e il profilo costiero del bacino del Mediterraneo, ciò che va garantito è lo stato di sicurezza del sistema portuale regionale nel suo insieme: la sicurezza di molti porti mediterranei non è certamente tale da sgombrare ogni preoccupazione, senza contare l'esistenza di aree assolutamente prive di controllo.

Già nei primi anni Novanta, un'inchiesta effettuata dalla ICS (*International Chamber of Shipping*)⁷³, metteva in evidenza che la maggior parte dei porti (non solo mediterranei) continuava ad offrire servizi inadeguati. La lentezza nell'adeguamento agli *standard* di sicurezza ufficialmente accettati era causata non soltanto dall'elevato costo di investimento da fronteggiare, ma anche dal problema non secondario di dover procedere allo stoccaggio o al trattamento dei residui di scarico: mentre alcuni residui di idrocarburi possono essere economicamente riciclati, per altri tipi di residui, spesso tossici, le difficoltà non sono superabili né facilmente, né senza costi elevati.

Più recentemente la carenza di strutture portuali è stata ancora indicata⁷⁴ come un fattore di primaria importanza nella scarsità di sicurezza della navigazione petroliera.

La situazione italiana

Gli arrivi di greggio in Italia nel 2004 sono avvenuti attraverso una quindicina di porti, concentrati per quasi i 2/3 nei quattro porti maggiori (tabella 3.1.11).

È in corso da anni, infatti, un processo di polarizzazione degli arrivi in alcuni porti, che merita la più grande attenzione: 25 milioni di tonnellate/anno nelle acque di Siracusa (porti di Augusta e Priolo), 13,5 milioni a Cagliari, ben 36 milioni a Trieste. Già alla fine degli anni Novanta avevano praticamente smesso di essere utilizzati i porti di Napoli e La Spezia; mentre l'importanza di Taranto, Gela e Ravenna è venuta scemando, almeno per il greggio, fino a renderli punti di scarico marginali. Il caso del porto di Genova ha presentato fasi alterne, in quanto ha subito una sensibile riduzione di traffico per la cessata movimentazione dei greggi attraverso l'oleodotto *CEL (Central European Line)*, una volta chiuso nel 1997 il tratto Genova-Ingolstadt. Successivamente gli arrivi hanno ripreso a crescere, fino a stabilizzarsi intorno a 15,5 milioni di tonnellate. Savona e Venezia si attestano su posizione intermedia (intorno a 6 milioni di tonnellate/anno).

Va fatto notare che l'improvvisa indisponibilità di un grande struttura portuale non sarebbe facilmente ovviabile con la sostituzione da parte di altre, in quanto la capacità delle attrezzature di ricezione (pontili, isole, campi boe) è tutt'altro che elastica. Analoghe considerazioni emergono dall'esame dei dati sugli "accosti" per ricezione di greggi nei porti italiani.

Riguardo a quest'ultimo dato emerge un'altra considerazione: nonostante la tendenza a ridurre l'uso di strutture portuali tradizionali, gli accosti per ricezione del greggio sono ancora prevalentemente in pontili (i 2/3 delle navi e il 57% del tonnellaggio a pieno carico; seguono gli accosti in isole, includenti le cosiddette torri (1/5 del numero di accosti e 1/4 del tonnellaggio a pieno carico), mentre gli accosti in boa costituiscono il 13% delle navi e il 19% del tonnellaggio.

⁷³ I risultati sono citati in "*Tanker Regulations- Implications for the Market*" -Drewry Shipping Consultants, Londra 1991.

⁷⁴ Intertanko, *Inadequacy of Reception Facilities*, MEPC42/224, IMO, Londra 1998.

Tabella 3.1.11 - Italia: la stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti (kt)

	(Migliaia di tonnellate)						
	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004
Augusta (Siracusa)	11.010	12.390	14.200	13.030	13.610	14.900	15.060
Cagliari	12.050	12.130	13.200	12.190	12.960	13.450	13.480
Falconara (Ancona)	2.850	3.340	3.300	3.650	3.540	3.700	3.390
Fiumicino (Roma)	3.310	3.680	3.580	3.750	3.510	3.600	3.700
Gela (Caltanissetta)	3.570	3.840	2.590	2.690	1.240	1.060	1.970
Genova-Multedo (*)	20.320	18.600	14.160	14.020	14.890	15.350	15.510
La Spezia	130	5	-	-	-	-	-
Livorno	3.700	3.175	3.710	3.970	3.940	4.200	4.030
Milazzo (Messina)	4.400	4.730	6.910	6.290	6.400	8.200	7.440
Napoli	3.620	-	-	-	-	-	-
Priolo (Siracusa)	6.600	8.550	8.850	9.750	9.520	8.600	10.130
Ravenna	270	235	60	70	30	70	40
Savona - Vado Ligure	5.050	5.750	6.490	7.010	7.020	6.450	6.970
Taranto	3.305	3.405	2.530	3.120	1.020	1.200	1.930
Trieste (•)	25.865	27.190	34.520	35.620	34.870	34.730	35.880
Venezia Porto Marghera	4.210	4.940	5.600	5.750	5.680	6.220	5.800
Totale	110.260	112.000	119.700	120.910	118.230	121.730	125.330

(*) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto CEL fino al 1996 (dal 1997 chiuso il tratto Genova-Ingolstadt).
 (•) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL.

Fonte: Unione Petrolifera

Un altro aspetto, spesso trascurato, rilevante per il traffico marittimo e per il rischio di inquinamento da petrolio nelle aree portuali e in prossimità delle stesse è quella dei bunkeraggi. Sebbene ridottisi notevolmente rispetto agli anni Settanta, continuano a essere di dimensione considerevole e, a partire dal 1995, hanno ripreso a crescere, attestandosi nel 2004 a 3,5 milioni di tonnellate⁷⁵.

Dal punto di vista della gestione, la situazione dei porti petroliferi italiani riflette le innovazioni introdotte nel 1994 dalla riforma della normativa sui porti in generale⁷⁶, la quale ha stabilito, sia pure con qualche oscurità residua, una nuova ripartizione delle competenze tra l'autorità del porto e l'autorità marittima, definendo anche i criteri di autonomia finanziaria nelle gestioni portuali. Ciò ha comportato notevoli mutamenti che hanno dato risultati alterni, in relazione alle singole situazioni. Alla verifica dello stato di attuazione di quella legge, sono state finalizzate due indagini conoscitive di commissioni parlamentari, l'una al Senato⁷⁷, che si è già conclusa con un

⁷⁵ Unione Petrolifera: op. cit.

⁷⁶ Legge n. 84 del 28 gennaio 1994.

⁷⁷ Indagine sulla situazione del sistema portuale italiano e sulle prospettive connesse agli sviluppi della normativa comunitaria di settore - Indagine svolta dalla 8ª Commissione Permanente (Lavori pubblici e Comunicazioni) del Senato (tra il 4 novembre 2003 e l'11 febbraio 2004).

breve documento finale⁷⁸, l'altra alla Camera dei Deputati⁷⁹, i cui lavori si sono conclusi nell'estate del 2004.

Per quanto riguarda le attrezzature, sebbene in generale i porti italiani siano più sicuri rispetto alla media mediterranea, non si può dire che siano particolarmente attrezzati contro gli *oil spills*; e soprattutto la situazione non è uniforme, anche se alcuni porti hanno caratteristiche abbastanza soddisfacenti.

Oltre alle difficoltà ordinarie, la carenza di impianti portuali per la raccolta delle acque di lavaggio e dei residui oleosi sta creando in Italia problemi aggiuntivi in seguito alla nuova normativa nazionale sul conferimento dei residui di carico delle petroliere, in applicazione delle norme europee. Un decreto legislativo⁸⁰ entrato in vigore nel 2003 ha infatti dato attuazione della direttiva 2000/59/CE⁸¹, in base alla quale tutti i residui di carico e i rifiuti prodotti dalle navi devono essere consegnati agli impianti portuali di raccolta. Nell'includere tra i residui di carico anche le rimanenze oleose e le acque di lavaggio e di zavorra delle petroliere⁸², il legislatore non ha fatto altro che recepire le regole europee nell'ordinamento italiano; classificandoli però come "rifiuti", ai sensi del cosiddetto decreto Ronchi, non ha preso in considerazione eccezioni e regole transitorie, che appaiono invece necessarie in attesa che le nuove strutture di raccolta siano realizzate e che, nel frattempo, consentano di continuare a consegnare, seguendo la pratica corrente, i residui di carico agli impianti di trattamento presenti nelle raffinerie (*reception facilities*).

Così, mentre le petroliere e le altre navi adibite al trasporto di prodotti petroliferi non possono lasciare il porto senza aver prima conferito i residui di carico a una struttura messa a disposizione dall'autorità competente (portuale o marittima), le stesse autorità hanno difficoltà a segnalare (al comandante della nave) quali impianti adatti sono disponibili. Se, in seguito alle pressioni degli interessati, si è arrivati faticosamente ad affrontare l'emergenza con un differimento provvisorio dell'entrata in vigore del DLgs n. 182, il problema del regime transitorio resta comunque da risolvere. Non è semplicemente in gioco un aumento dei costi. In attesa che, con tempi necessariamente non brevi, la costruzione, il collaudo e l'autorizzazione di moderni impianti di stoccaggio, smaltimento e riciclaggio abbiano luogo, occorre evitare l'assurdo: che una norma volta a ridurre l'inquinamento rischi di provocare un aumento dei versamenti volontari e, comunque, delle pratiche illegali (o ancora, come è stato minacciato strumentalmente dall'industria, rischi di bloccare l'attività delle raffinerie).

In una prospettiva a medio termine si sta pensando alla costruzione di 2-3 grandi poli attrezzati allo scopo. Ad ogni modo, oltre alle strutture esistenti nelle raffinerie (che però continuano ad operare transitoriamente in deroga al regime previsto dalla legge 182), esiste attualmente una sola struttura di grandi dimensioni (quella di Ravenna), dove le petroliere possono consegnare grandi volumi di acque sporche, mentre un numero limitato di piccoli impianti (a Taranto, Augusta, Milazzo e in pochi altri porti) è attrezzato solo per la raccolta di piccoli volumi.

Il problema della sicurezza non concerne soltanto i porti ma anche la rete di depositi petroliferi. Secondo un'indagine di qualche anno fa, che non risulta essere stata aggiornata⁸³, la movimentazione dei prodotti a mare connessa ai depositi di idrocarburi in Italia, presenta molte lacune nei dispositivi di sicurezza.

⁷⁸ Documento [*Relatore Grillo*] approvato l'11 febbraio 2004 dalla 8^a Commissione Permanente (Lavori pubblici e Comunicazioni) del Senato, a conclusione dell'indagine conoscitiva "Sulla situazione del sistema portuale italiano e sulle prospettive connesse agli sviluppi della normativa comunitaria di settore" (Doc. XVII, n. 15).

⁷⁹ *Indagine conoscitiva sull'assetto del settore portuale* - Indagine svolta dalla Commissione IX^a (Trasporti, Poste e Telecomunicazioni) della Camera dei Deputati.

⁸⁰ Decreto legislativo del 24 giugno 2003, n. 182 (GU n. 168 del 22.7.2003), entrato in vigore il 6 agosto 2003.

⁸¹ Pubblicata sulla GU dell'UE n. L332 del 28 dicembre 2000.

⁸² All'art. 2, comma b) del DLgs viene infatti specificato che per residui del carico si intende "i resti di qualsiasi materiale che costituisce il carico contenuto a bordo della nave nella stiva o in cisterne e che permane al termine delle operazioni di scarico o di pulizia, ivi comprese le acque di lavaggio (*slop*) e le acque di zavorra, qualora venute a contatto con il carico o i suoi residui; tali resti comprendono eccedenze di carico-scarico e fuoriuscite".

⁸³ Snamprogetti: "Individuazione a livello nazionale delle aree di rischio" - Ricerca CNR-PFE/2, op. cit.

Gli investimenti necessari non sono realizzabili se non integrati in un programma di ampie proporzioni. Questo non può essere improvvisato sulla spinta di reazioni emotive, deve contenere scelte di lungo periodo e va coordinato almeno a livello nazionale. Dello studio di un quadro coerente di investimenti – di ampiezza considerevole e richiedenti ingenti finanziamenti – che coinvolgono interessi generali e l'assetto del territorio nel suo insieme si è fatta carico soltanto recentemente la Protezione Civile (PC), come Dipartimento della Presidenza del Consiglio. Più precisamente, in applicazione dell'art. 11 della legge n. 979 del 31 dicembre 1982, il Dipartimento della PC ha elaborato un documento specifico⁸⁴, per la formalizzazione del quale sembra determinante il concorso e l'approvazione, eventualmente espressi in una Conferenza dei Servizi, degli Enti e degli Organismi coinvolti nella pianificazione.

Nel tempo stesso, ingenti finanziamenti (8-10 mld di euro tra il 2003 e il 2006) sono stati resi disponibili da parte della BEI (Banca Europea per gli Investimenti) sia direttamente che attraverso il FEMIP (*Facility for Euro-Mediterranean Investment and Partnership*) per grandi progetti di investimento nel settore dei trasporti trans-regionali, dell'energia e dell'ambiente⁸⁵.

In un contesto caratterizzato dall'assenza di strategie pubbliche e private, non è pensabile che l'esclusione di alcuni porti dal traffico petrolifero possa risolvere il problema.

Così come sarebbe un errore e un'imprudenza se venisse ridotta l'attenzione alla sicurezza dei porti con situazioni di traffico congestionato: gli incidenti avvenuti in passato a Genova e Livorno sono stati un campanello di allarme che ancora risuona; ma gli altri porti petroliferi con traffico minore, dove però è minore talvolta l'attenzione ai problemi della sicurezza, meritano altrettanta considerazione.

Sotto questo punto di vista, assume rilievo particolare la situazione complessiva dell'Adriatico, dove sono dislocati una decina di porti petroliferi, 7 terminali, 3 oleodotti, 13 raffinerie⁸⁶, oltre a più di un centinaio di piattaforme *offshore*, alcune delle quali in via di dismissione⁸⁷.

In particolare l'alto Adriatico si configura come un crocevia nevralgico della movimentazione di greggio e di prodotti petroliferi, collocandosi in esso, oltre al maggior porto petrolifero italiano, numerose strutture portuali, raffinerie, depositi di prodotti petroliferi e strutture *offshore* di Slovenia e Croazia.

Porti petroliferi, terminali e raffinerie non sono le uniche componenti inquinanti della concentrazione di attività umane nell'area, interessata già ora, ma ancor più in prospettiva, da un intenso interscambio e transito via mare di merci e passeggeri. Tali tendenze sono ben individuate e recepite dal Piano dei Trasporti dell'UE, che prevede un forte sviluppo del traffico marittimo mediterraneo e include nei progetti prioritari della rete di trasporti trans-europei un sistema di

⁸⁴ “Piano di pronto intervento nazionale per la difesa dall'inquinamento di idrocarburi e di altre sostanze nocive causati da incidenti marini” - Il draft del Piano è depositato presso l'Ufficio Legislativo della Presidenza del Consiglio dai primi mesi del 2004.

⁸⁵ Sul FEMIP e, in generale, sul ruolo della BEI si veda OME (*Osservatoire Méditerranéen de l'Energie*), “Possible innovative schemes to facilitate energy investment in Southern and Eastern Mediterranean countries” - Invited paper for the Euro-Mediterranean Ministerial Conference, *Towards a New Euro-Mediterranean Partnership on Investment Promotion, Infrastructures Financing and Energy Supply Security* (Roma, 1 dicembre 2003).

⁸⁶ Il principale porto petrolifero croato è quello di Fiume (Rijeka), che include Bakar (dove possono attraccare *tankers* fino a 80.000 dwt per il carico di prodotti raffinati); Urinj (attrezzato per accogliere petroliere fino a 200.000 dwt per lo scarico di greggio, là anche per caricare nafta; e soprattutto Omisalj sull'isola di Cherso (Krk), in prossimità del terminale Janaf (Adriatic Pipeline Terminal), dove esistono 2 moli, ciascuno dotato di 2 piattaforme di acciaio per l'attracco di *tankers* da un minimo di 40.000 a un massimo di 350.000 dwt. Ma oltre al porto di Fiume, vanno anche considerate le strutture portuali di Ploce (alla foce della Neretva) con il terminale petrolifero di Channel Vlaska, dove sono disponibili un molo per petroliere e un impianto di trattamento di acque di zavorra (capacità 300 m³); il porto di Spalato (Split), con due banchine attrezzate per carico e scarico di *tankers* di piccola dimensione; il molo di Gazenica a Zara (Zadar), attrezzato per accogliere *tankers* fino a 200 m LOA (*Length over all*) e con un impianto per la raccolta di acque sporche (va anche ricordato che il bacino di Gazenica è la maggiore base croata per le operazioni di *offshore drilling* in Adriatico. Delle 17 raffinerie italiane (con capacità complessiva di 2,5 milioni di barili/giorno) vengono qui considerate soltanto quelle sull'Adriatico: Porto Marghera (cap. raff. 80.000 barili/giorno) e Falconara (cap. 82.900 barili/giorno).

⁸⁷ Sull'argomento si veda U. Bilardo, “Le reti energetiche” - Adriatico, n. 1 (gennaio-aprile 2001).

"autostrade del mare"⁸⁸, tra le quali figura una grande rotta adriatica, che convoglierebbe, attraverso il canale d'Otranto fino ai golfi di Venezia, Trieste e Quarnaro, le due direttrici di traffico dal Mediterraneo orientale e da quello occidentale.

Ma anche limitandoci a considerare il solo settore petrolifero, è ragionevole attendersi nel prossimo decennio, in linea con le previsioni di sviluppo e integrazione dell'area, una forte crescita del trasporto di greggio, dell'attività di raffinazione e del trasporto e stoccaggio di prodotti petroliferi raffinati; già nel 2005, sulla base della capacità portuale oggi esistente, è previsto il raddoppio del traffico lungo la sponda orientale. L'incognita maggiore è tuttavia costituita dalla possibile espansione della capacità del porto di Fiume (Rijeka), o più precisamente, della costruzione di un secondo terminale a Omisalj, previsto nel progetto della *JANAF Pipeline* che collegherebbe Costanza con Omisalj e con la *Trans Alpine Pipeline* con una capacità di 300.000 barili/giorno.

Se il nuovo terminale venisse realizzato, si alleggerirebbe il traffico marittimo lungo rotte ad alto rischio ambientale, rendendosi possibile trasportare greggio russo dal Mar Nero in Europa senza transitare per i congestionati stretti turchi. È anche vero, però, che, a differenza di quanto avviene a Trieste, dove i *tankers* arrivano carichi, scaricano greggio e caricano acqua di zavorra prima di ripartire, a Fiume, trattandosi di un terminale di carico, le navi arriverebbero vuote, o meglio con acque più o meno sporche di zavorra di cui devono liberarsi per poter caricare greggio o prodotti⁸⁹.

È perciò necessario che sia messo a punto un programma integrato; che al progetto del terminale vengano associati investimenti per ridurre il rischio ambientale in aree scarsamente attrezzate e dove sensibilità ecologica e esperienza di intervento non hanno avuto finora modo di svilupparsi; che nella lotta all'inquinamento marino decolli la cooperazione a livello sub-regionale⁹⁰: triplice ordine di necessità, tanto evidente sul piano concettuale, quanto vagamente recepito nelle decisioni di imprenditori e politici, a partire da quelli locali.

L'alto Adriatico, oltre ad essere un'area particolarmente delicata, costituisce anche un esempio paradigmatico e un campo di sperimentazione in cui può essere messo alla prova – e non solo in relazione al petrolio – l'ottimismo verbale dei sostenitori dello sviluppo sostenibile.

Una delle possibili proposte di intervento su scala nazionale e regionale potrebbe essere la messa a punto di un sistema di monitoraggio satellitare, basato sull'uso di uno dei canali disponibili del sistema di navigazione satellitare Galileo⁹¹ per la sorveglianza del traffico se non altro nelle acque italiane e mediterranee (eventualmente utilizzando anche il supporto di piattaforme *offshore* dismesse⁹²). Il sistema europeo Galileo, che sarà operativo nel 2008, è in grado di fornire questo

⁸⁸ Consiglio dei Ministri dell'UE, *Piano dei trasporti europeo*, DG Trasporti e Energia, dicembre 2003.

⁸⁹ La questione è stata recentemente sollevata. Si vedano in particolare R. Patrino: "The operational pollution in the Mediterranean"- Convegno internazionale sulla prevenzione e il controllo degli inquinamenti marini non accidentali nella regione mediterranea, Ancona 3-5 nov. 2004; G. Matteini: "Aumento del rischio per l'ambiente legato all'incremento del traffico pericoloso in Adriatico"- *ibidem*.

⁹⁰ In quest'ultima direzione si muove la ventilata *partnership* di carattere generale tra i porti di Trieste, Ravenna e Capodistria ("Italia e Slovenia, un patto tra i porti", *Corriere della sera*, 25 ottobre 2004) e, nel campo più specifico delle risposte ai rischi di inquinamento marittimo, l'accordo italo-sloveno-croato, in corso di approvazione, che si colloca nell'ambito della Convenzione di Barcellona e potrebbe essere allargato a Grecia, Albania e Montenegro, interessando quindi l'intero Adriatico e l'area ionica (cfr. R. Patrino, "L'accordo italo-sloveno-croato come risposta ai rischi di inquinamenti originati da navi nell'area adriatica-ionica"- *Convegno internazionale sulla prevenzione e il controllo degli inquinamenti marini non accidentali nella regione mediterranea, cit*).

⁹¹ Il network *Galileo* dovrebbe debuttare con 5 diversi segnali: uno liberamente disponibile a tutti; il secondo, più preciso, per usi commerciali; il terzo, per servizi di *safety-of life*, applicabile in situazioni critiche come l'atterraggio automatico di aerei; il quarto, detto *PRS* (*public regulated signal*) riservato ai governi e probabilmente a usi militari; il quinto, infine, che dovrebbe connettere informazioni di posizione con situazioni di emergenza, potrebbe essere usato da navi in difficoltà.

⁹² Cfr. U. Bilardo et Al.: "Refitting platforms due for decommissioning in sustainable projects" -Relazione presentata alla *Offshore Mediterranean Conference*, Ravenna, 26-28 marzo 2003. In particolare si veda il paragrafo "Reuse of offshore platforms as GPS receiving stations".

servizio, anche su scala mondiale, in collaborazione o in competizione con il più noto network americano, il *GPS (Global Positioning System)*⁹³.

Va ricordato che attualmente l'UE finanzia un progetto analogo⁹⁴, ma che presenta molte limitazioni, perché tecnologicamente più povero e d'impatto incerto; né possono essere ignorati i vantaggi associati, in termini di sicurezza del traffico petroliero, per quanto concerne l'obiettivo della *security*, che affianca con sempre maggiore attualità quello tradizionale della *safety*. Non è senza significato, infine, il contributo sinergico allo sviluppo delle multifunzionalità del progetto Galileo.

Il progetto dovrebbe essere finanziato in tutto o in parte con fondi dell'Unione Europea.

Potrebbe, inoltre, essere utilizzata una piccola quota⁹⁵ delle accise europee sugli oli minerali. Ciò costituirebbe, nel processo di razionalizzazione e armonizzazione del sistema delle accise, una delle rare occasioni in cui questo discusso prelievo fiscale, che da sempre opera in modo avulso dal settore energetico, potrebbe essere almeno in parte ricondotto, nel rispetto dell'interesse generale, a finanziare interventi pubblici che riguardano indirettamente il settore stesso, aggregando, intorno a un obiettivo di sicurezza ambientale (riduzione del rischio di inquinamento marino da petrolio), diversi interessi e settori industriali. Da segnalare, come precedenti o analogie interessanti, in ambito però non sovranazionale, la recente iniziativa dell'AEEG (Autorità per l'energia elettrica e il gas), mirata all'utilizzazione di una componente tariffaria per finanziare attività di ricerca di interesse generale per il settore del gas; o la decisione sostenuta a suo tempo da De Gaulle, di devolvere una parte dell'IVA per l'istituzione dell'*IFP (Institut Français du Pétrole)*.

⁹³ Il *network* americano ha per il momento due soli segnali, cui corrispondono altrettanti canali: il *GPS.C/A*, simile al primo segnale del *Galileo*, disponibile a tutti, ma di scarsa specificità; il secondo, il *GPS.Y*, riservato a usi militari. Un canale commerciale è in fase di programmazione, e la preoccupazione per la concorrenza del *network Galileo* spiega le negoziazioni in corso.

⁹⁴ Al progetto *Oilwatch*, avviato dall'UE e dall'*ESA* (Agenzia Spaziale Europea) nell'ambito del Programma *CEO (Committee on Earth Observation)*, partecipano istituzioni pubbliche e private dei paesi membri dell'Unione, tra cui l'ENEA. I dati sono forniti dal satellite *Radarsat*, il *software* utilizzato è prevalentemente inglese. Analoga funzione è svolta attualmente da *ERS-2 (Second European Remote Sensing Satellite)*, le cui informazioni di base sono fornite da sistemi radar *SAR (Synthetic Aperture Radar)* e *SLAR (Side Looking Airborne Radar)*.

“*Radar a caccia di oil-spills*”- Tecnologie e Trasporti Mare (TTM), luglio-agosto 2005.

ERS-2, Radarsat e *Envisat* sono i satelliti commerciali oggi accessibili in area mediterranea, con buona risoluzione su aree di copertura che vanno dai 100x100 km dei primi due ai 400x400 km di *Envisat*, e con cicli da 24 a 35 giorni. La combinazione delle prestazioni dei tre satelliti può consentire di realizzare tempi di rivisitazione intorno a 6 giorni, un tempo che, però, non può essere considerato adeguato alla frequenza dei passaggi sulle rotte affollate del Mediterraneo.

⁹⁵ Anche se fosse solo l'Italia a finanziare il progetto, e la quota da riservare sull'insieme delle accise sugli oli minerali (benzina, gasolio, oli combustibili e poco altro) fosse limitata al 2%, si renderebbero disponibili allo scopo circa 500 milioni di euro (vedi paragrafo 3.1.3). Rispetto al gettito dell'accisa sugli oli minerali del 2004 (24,7 miliardi di euro), peraltro tendenzialmente in aumento negli anni successivi, il 2% costituisce infatti 494 milioni di euro. Operando sulle accise europee, ovviamente, l'aliquota da riservare al finanziamento del progetto potrebbe essere molto più bassa.

3.2 IL GAS NATURALE

Nel biennio 2004-2005 sul mercato degli idrocarburi è calato uno scenario del tutto nuovo, anche se in larga parte prevedibile in relazione all'esplosione della domanda dei paesi dell'Asia: l'offerta globale ha toccato i suoi limiti strutturali in area OPEC e non-OPEC, a fronte di una domanda in forte sviluppo e in una congiuntura di saturazione della capacità di raffinazione a livello mondiale.

Lo stato di tensione che ha colto il versante del greggio non si è ancora, inspiegabilmente, propagato a quello del gas naturale. Anche nelle circostanze dell'uragano *Katrina*⁹⁶, abbattutosi sul Golfo del Messico e della Louisiana, è il greggio che ha occupato la scena, rimanendo in secondo piano non solo la decurtazione subita dalla produzione di gas⁹⁷, ma anche gli effetti che potranno riverberarsi sulla diversificazione della domanda negli Stati Uniti, nel passaggio dagli aggiustamenti obbligati⁹⁸ dei consumi al breve termine a quelli a regime, nel medio e lungo termine.

In poche parole, il gas naturale si avvia fisiologicamente a trasformarsi, specie in un mercato maturo in cui è già attiva la competizione *gas to gas* e attraverso l'espansione degli approvvigionamenti di gas naturale liquefatto (GNL), da materia prima "in concorrenza" con i prodotti petroliferi, a fonte energetica "sostitutiva", con tutte le implicazioni del caso. La prima, tra queste, è quella che investe i prezzi, come può trarsi da un semplice riferimento alle circostanze del *Katrina*⁹⁹: fra il 26 (giorno immediatamente precedente all'arrivo dell'uragano) ed il 31 agosto (immediatamente successivo alla fine della perturbazione), le quotazioni medie *Nymex* del greggio e della benzina hanno seguito variazioni rispettivamente del +4,2% (da 66,13 a 68,94 \$/b) e del +35% (da 1,92 a 2,61\$/gallone), mentre il gas è passato da 10,31 a 14,41 \$/Mbtu (+40,3%).

Non sono mutazioni di prospettiva secondarie, ai fini del tracciamento delle linee di *energy policy* in un Paese, come l'Italia, fortemente dipendente (85%) dalle importazioni di gas naturale, che a sua volta concorre in misura del 34% al bilancio energetico nazionale. Se ce ne fosse ancora bisogno, ecco altre ragioni per sostenere la diversificazione degli approvvigionamenti, lo sviluppo di terminali GNL e la piena liberalizzazione del mercato.

3.2.1 Riserve nazionali e produzione

Nel settore del gas naturale la previsione di spesa nel quadriennio 2005-2008 si aggira intorno a 11 miliardi di euro, ripartiti tra il potenziamento della rete di trasporto nazionale (3,5 miliardi) e delle infrastrutture di approvvigionamento da Russia e Algeria (0,75 miliardi), la realizzazione del GALSI, il gasdotto di collegamento tra Algeria e Toscana attraverso la Sardegna (3,0 miliardi) e il programma di espansione dello stoccaggio nazionale (0,40 miliardi). È compresa in tale stima la spesa (circa 3,5 miliardi) per la realizzazione di almeno la metà degli undici terminali GNL, i cui percorsi autorizzativi, tuttora in corso, potrebbero estendersi fino al 2010.

Se questo è il quadro delle previsioni, il passaggio alle realizzazioni ed allo sviluppo dei diversi segmenti si presenta incerto e sfuggente anche per il mutare delle condizioni al contorno del sistema energetico nazionale nel suo complesso: le recenti *querelles* apertes in Sardegna e nelle Puglie sugli impianti eolici, la controversia sulla conversione a carbone degli impianti di generazione elettrica di Rossano¹⁰⁰, la rinuncia da parte dell'ENEL ai progetti di rigassificazione a Taranto, Trieste e Vado Ligure, le tergiversazioni intorno al progetto di terminale a Brindisi¹⁰¹ non

⁹⁶ A questo è seguito un terzo uragano, *Rita*, caratterizzato tuttavia da un minore impatto. Nel frattempo, i *futures* sono saltati a 12,663 \$/Mbtu (*Petroleum Intelligence Weekly*, Sept. 20 (2005)).

⁹⁷ Valutata in 100 milioni Smc/giorno. - "*Production recovery slows in GoM*" - PIW, Sept. 19 (2005).

⁹⁸ Non esistono scorte strategiche di gas naturale e le importazioni non possono rappresentare una soluzione appropriata.

⁹⁹ Staffetta Quotidiana: "*Gas, la lezione USA*" - 17 settembre 2005.

¹⁰⁰ Staffetta Quotidiana: "*Carbone Informazioni*" - 18 giugno 2005.

¹⁰¹ Staffetta Quotidiana: "*Da Nimby a Banana*" - 16 luglio 2005.

consentono di assegnare alcun carattere di certezza alla realizzazione dei programmi, che rimangono, quindi, poco più che indicativi.

In coerenza con quanto già detto al paragrafo 3.1 riguardo alle attività di esplorazione sul territorio nazionale, in un quadro quindi di generalizzata rarefazione di attività di prospezione e di perforazione di nuovi pozzi, non sorprende che al progressivo impoverimento dello *stock* di riserve minerarie di gas (dimezzatesi nell'arco degli ultimi tredici anni) si accompagni il declino delle produzioni.

La produzione si è, infatti, ridotta del 7,7% rispetto al 2003, portandosi a 12,921 miliardi Smc: una consistente flessione della produzione, un *trend* in atto dal 1994, quando fu raggiunto il picco di 20,6 miliardi Smc (tabella 3.2.1).

Le Regioni produttive sono 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 il 53,2% dell'intera produzione nazionale. L'*off-shore*, nel suo insieme, eroga la maggior parte in assoluto (82% circa) della produzione (figura 3.2.1).

Tabella 3.2.1 - Italia: Produzione gas per Regione/ zona marina. Confronto anni 2003-2004

GAS (Milioni di Smc)			
Regione/ Zona	Anno 2004	Anno 2003	Variazione % 2004/2003
Abruzzo	92,9	87,6	6,0
Basilicata	835,2	837,4	-0,3
Calabria	15,3	9,0	70,4
Emilia Romagna	282,2	413,6	-31,8
Lombardia	36,0	48,0	-25,0
Marche	102,0	121,9	-16,3
Molise	103,4	133,1	-22,3
Piemonte	38,7	45,4	-14,7
Puglia	518,7	605,9	-14,4
Sicilia	352,2	370,6	-5,0
Toscana	1,7	1,6	7,3
Veneto	3,7	2,1	78,2
TOTALE Terra	2382,1	2676,2	-11,0
Zona A	6877,9	7371,9	-6,7
Zona B	2079,1	2286,1	-9,1
Zona C	4,6	4,3	7,3
Zona D	1544,9	1621,0	-4,7
Zona F	32,4	36,6	-11,4
TOTALE Mare	10538,9	11319,8	-6,9
TOTALE Generale	12920,9	13995,9	-7,7

Fonte: MAP, Rapporto Annuale 2004 "Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia"

Alla contrazione produttiva concorre, come nel caso del greggio, il mancato rimpiazzo dei flussi estrattivi che vengono meno nel tempo a causa dell'esaurimento dei vecchi campi, mancato rimpiazzo che è da leggere, oltre che sotto l'aspetto dell'obiettivo declino della esplorazione e delle riserve, anche in relazione alla interdizione dell'accesso produttivo a zone di mare in cui sono insediate quote significative di riserve provate.

Le riserve recuperabili di gas al 31 dicembre 2004 ammontano a circa 178 miliardi Smc, mentre nel 1991 esse erano valutate pari a 370 miliardi Smc. La collocazione di quasi il 70% 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 (il 47%, più di 30 miliardi Smc) è stata, infatti, localizzata nell'Adriatico settentrionale, una zona marina sulla quale si è instaurato negli anni Novanta uno stato di allarme riguardo ad eventuali, ipotizzati effetti di subsidenza posti in relazione con l'attività estrattiva e che ha portato alla emanazione di una legge che vieta in tale area ogni attività di ricerca e di coltivazione ed al provvedimento di sequestro dei giacimenti; ma altre apprezzabili formazioni mineralizzate a gas in altre aree del paese, anno dopo anno, sono state messe sotto sequestro dalla magistratura, senza che si intraveda la minima apertura ad un processo di revisione realistica di tali procedimenti di blocco produttivo.

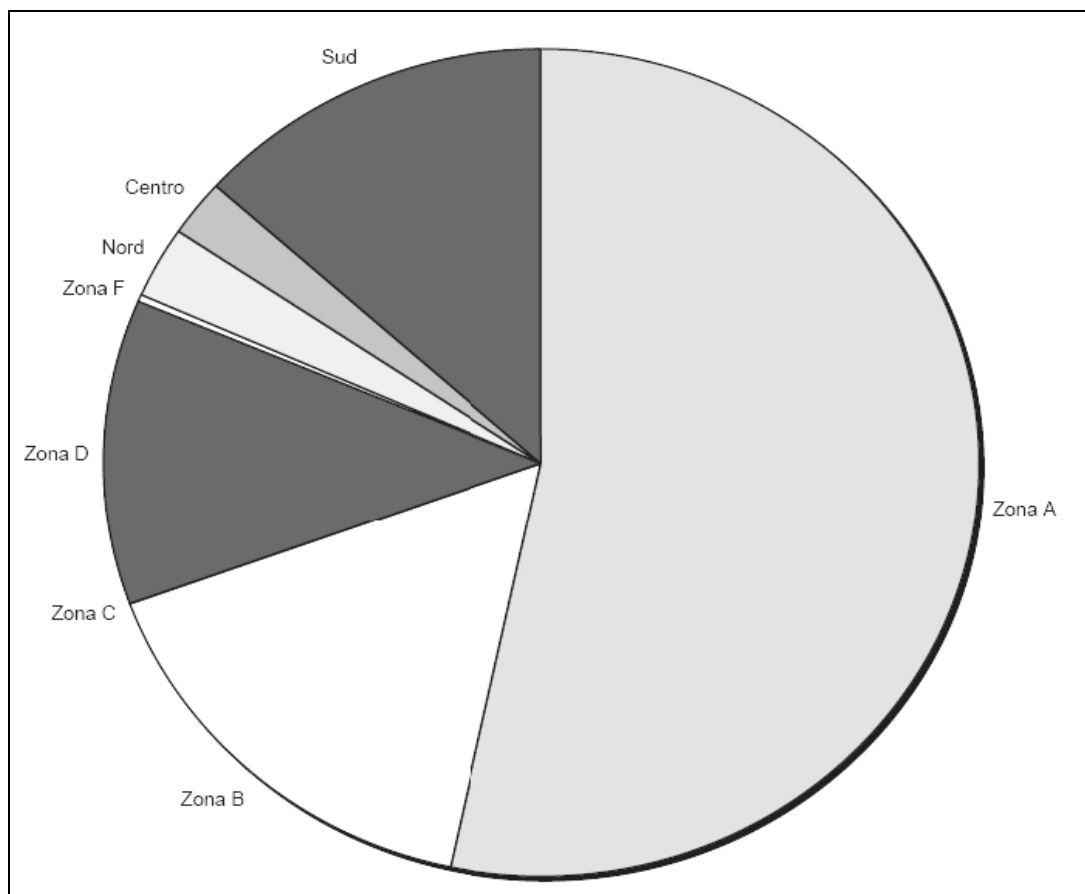
A tale diffuso contenzioso è seguito il ritrarsi degli investimenti e la dissoluzione della ricerca sia in quella zona marina che nel retroterra. Si tenga presente che il valore del rapporto tra riserve recuperabili e produzione annua (vita residua delle riserve) è passato da 21,2 nel 1991 a circa 13,8 nel 2004.

Le emergenze di scala globale del terzo trimestre del 2005¹⁰², aggravate dalle dimensioni sociali del problema della sicurezza degli approvvigionamenti e del costo della dipendenza dalle importazioni, hanno probabilmente creato le condizioni per un approccio rigoroso e, insieme, pragmatico all'impegno assunto nel contesto europeo riguardo alla valorizzazione delle risorse nazionali dei paesi membri. Si può ricordare, peraltro, che nel 2004 è entrata in vigore la legge sul riordino del settore energetico (legge n. 239/04), che conferma il perseguimento della valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi come uno degli obiettivi generali di politica energetica del paese e reca disposizioni incisive in materia di ricerca e coltivazione di olio e gas naturale.

Tra queste, da segnalare le disposizioni relative all'adozione di un "procedimento unico", d'intesa con le Regioni interessate, per il rilascio dei titoli minerari, e quelle che istituiscono, in particolare a favore dell'industria del gas naturale, modifiche e semplificazioni alla disciplina della valorizzazione delle *royalties*, a sostegno di un efficace dispiegarsi del libero mercato del gas. All'Amministrazione centrale, alle Regioni ed agli Enti Locali spetta il compito di applicarle in un quadro d'intesa strategica, al fine di richiamare e trattenere gli investimenti nella ricerca e creare le premesse per il superamento della stagnazione, anche nella consapevolezza che i tempi tecnici sono tali che anche un immediato rientro degli investimenti in esplorazione e sviluppo al livello degli anni Novanta (quasi 5 volte maggiori degli attuali) non potrebbe comunque influire sui livelli produttivi se non alla fine del decennio.

¹⁰² Di natura sia strutturale (equilibrio domanda/offerta), sia naturale.

Figura 3.2.1 - Produzione di gas per regione/zona marina. Anno 2004



Fonte: MAP, Rapporto Annuale 2004 “Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia”

3.2.2 Importazioni

Nel 2004 le importazioni sono aumentate dell’8% rispetto al 2003, coprendo l’84% circa dei consumi (figura 3.2.2).

La ripartizione dei volumi di importazione in relazione alla provenienza mette in evidenza che nel 2004 la maggiore quota di gas naturale importato proviene dalla Russia attraverso i varchi di Tarvisio (gasdotto TAG)¹⁰³ e Gorizia (36,5% del flusso totale), mentre le importazioni dall’Algeria al terminale di Mazara del Vallo (Sicilia), attraverso i gasdotti TTPC¹⁰⁴ (via Tunisia) e TMPC (in acque territoriali italiane), rappresentano il 35,4% del totale, e il gas importato in prevalenza dai Paesi Bassi, dalla Norvegia e da altre produzioni *off-shore* dal Mare del Nord è rimasto fermo al livello dell’anno precedente (24% nel 2003)¹⁰⁵.

¹⁰³ 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.

¹⁰⁴ Il sistema TTPC (*Trans Tunisia Pipeline*), che parte dal giacimento algerino 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 per motivi anti-trust alla Sotugat, di proprietà dello Stato tunisino, mentre in TMPC sono presenti Sonatrach ed Eni con quote paritarie.

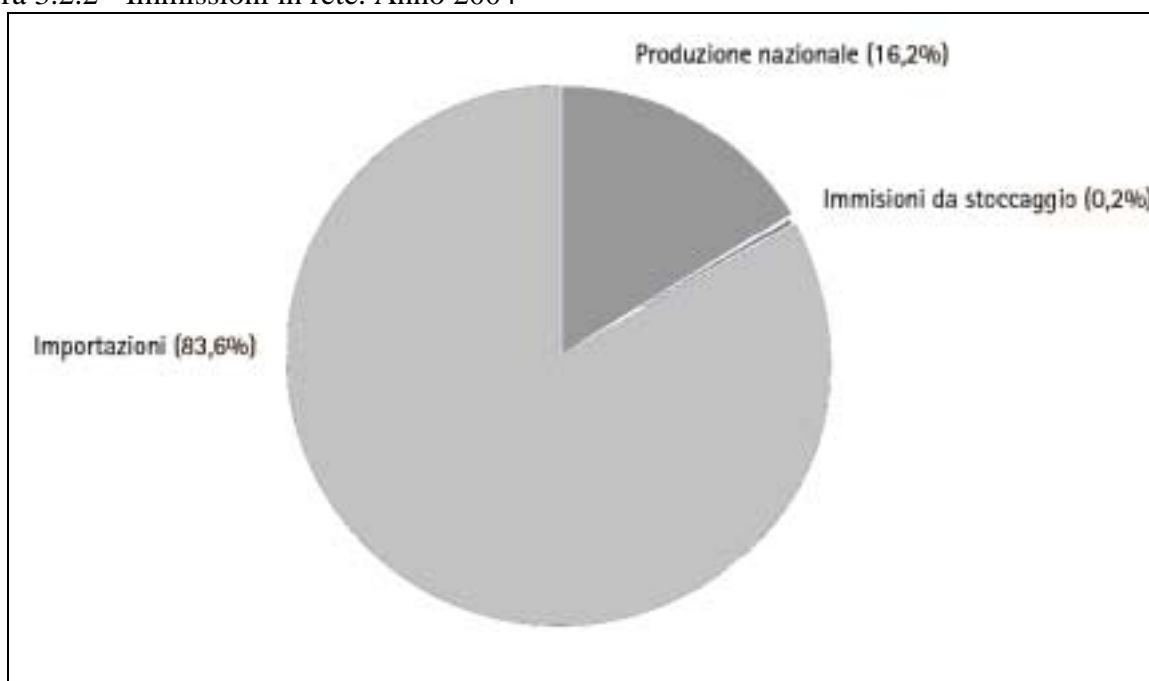
¹⁰⁵ È il sistema Transitgas, che attraversa il territorio svizzero (extracomunitario) da Wallbach fino alla località di Passo Gries e si connette al sistema TENP (*Trans European Network*) per l’importazione di gas olandese ed alla rete di

Dall'Algeria¹⁰⁶ proviene anche il GNL, diretto a Panigaglia dove viene rigassificato e immesso in rete, nella misura del 3% circa delle importazioni del 2004¹⁰⁷.

Hanno avuto inizio, infine, nell'autunno 2004, le operazioni di importazione di GN attraverso il gasdotto *Greenstream* dalla Libia al punto di entrata di Gela, in Sicilia, per circa l'1% delle importazioni.

L'analisi condotta dall'AEEG sulla evoluzione delle attività di importazione di GN sotto l'aspetto della struttura dei contratti vigenti nell'anno termico 2004-05, ha messo in evidenza la prevalenza di contratti di durata anche trentennale (il 39% dei volumi contrattuali dell'anno termico in argomento), seguiti da contratti sino a 20 anni. Alcuni dei contratti delle due categorie sono stati stipulati prima della emanazione della direttiva comunitaria 98/30/CE. È attiva, infine, una terza classe contrattuale con validità tra 21 e 24 anni, che nell'ultimo anno si è ampliata accogliendo i contratti relativi alle operazioni di importazione dalla Libia, attualmente ancora in fase di avviamento (*build-up*).

Figura 3.2.2 - Immissioni in rete. Anno 2004



Fonte: Relazione Annuale 2005 - AEEG

Tra gli acquirenti delle produzioni di gas libico (*Agip North Africa B.V.*) e nell'ambito dei contratti stipulati nel 2005 non figura Eni, e a ragione. Si ricorda a tale riguardo che fino al 2010 il maggiore importatore nazionale è soggetto, infatti, al rispetto dei tetti *antitrust* stabiliti dal DLgs 164/00, per cui esso deve ridurre ogni anno di due punti percentuali le proprie immissioni (anche dalla produzione domestica, oltre che dalle importazioni) rispetto alla immissione totale nel sistema nazionale.

Su questo punto, tra il 2004 ed il 2005, è venuta maturando una nuova consapevolezza istituzionale.

Tra le risultanze dell'indagine congiunta dell'AEEG e dell'AGCM conclusasi a fine giugno 2004¹⁰⁸ figura una segnalazione distintamente critica riguardo alla posizione di Eni SpA come

trasporto proveniente dalla Francia per l'importazione di gas norvegese. Transitgas e TENP GmbH sono partecipate da Eni rispettivamente al 46% ed al 49%.

¹⁰⁶ Dai terminali di liquefazione di *Skikda*, *Arzew* e *Bethoia* sulla costa algerina.

¹⁰⁷ Il calo percentuale nel 2004 della voce GNL di importazione a Panigaglia rispetto al 2003 (il 5,6% circa del totale) è da addebitare ad un arresto per incidente del terminale di *Skikda* all'inizio del 2004 ed al fermo delle operazioni per manutenzione a Panigaglia nell'autunno dello stesso anno.

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 civili¹⁰⁹.

Eni SpA, monopolista della produzione nazionale, continua infatti a controllare in maniera diretta o indiretta anche il mercato delle importazioni di gas (tabella 3.2.2): con l'eccezione dei quantitativi importati da Enel SpA e da Edison SpA, Eni importa direttamente il 62% del gas immesso nella rete nazionale dall'estero. Sono 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 norvegesi¹¹⁰.

¹⁰⁸ “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.

¹⁰⁹ Anche un recente studio internazionale (*Studio Nera*, 2004) viene citato in IC/22 (pg.49) sul tema del confronto tra le varie tariffe di trasporto europee.

¹¹⁰ Edison ha acquistato da Eni 1,5 miliardi Smc/anno 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 Smc/anno. 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.

Tabella 3.2.2 - Attività e caratteristiche dei maggiori grossisti nel 2004 (MSmc)

M(m³); gli acquisti interni da altri grossisti e/o venditori sono pari alla differenza tra vendite e approvvigionamenti

	IMPORTAZIONI			PRODU- ZIONE	IMMISSIONE IN STOCCAGGI	VENDITE		
	OLTRE FRONTIERA	LATO ITALIA	TOTALE			A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni - Divisione Gas & Power ^(A)	41.953	0	41.953	10.807	-908	22.942	30.690	53.632
Enel Trade	9.373	0	9.373	0	147	6.915	9.353	16.268
Edison	6.687	156	6.842	1.027	235	4.936	4.629	9.565
Plurigas	3.317	353	3.671	0	84	2.453	1.053	3.506
Energia	1.511	88	1.598	0	7	796	827	1.623
Blumet	64	158	222	0	-7	385	1.068	1.454
Blu Gas	139	215	354	0	53	1.045	59	1.104
Gas Natural Vendita Italia	191	562	752	0	30	758	75	833
Italtrading	248	215	463	0	73	664	50	714
Dalmine Energie	730	2	732	0	21	282	297	580
Energas	201	260	461	0	-51	525	45	570
Amga Commerciale	0	637	637	0	0	200	368	568
Worldenergy SA	348	62	410	0	8	406	0	406
Enoi	359	16	375	0	16	347	41	388
Hera Trading	241	75	317	0	101	306	0	306
AceaElectrabel Trading	150	15	165	0	2	301	0	301
EGL Italia	0	257	257	0	9	139	118	257
Elettrogas	0	99	99	0	24	224	0	224
Gas della Concordia	0	202	202	19	24	219	2	221
Energetic Source	105	41	147	0	5	111	36	147
Easygas	0	53	53	0	0	53	53	105
E.ON Ruhrgas AG	94	12	106	0	13	92	0	92
BP Italia	61	15	76	0	7	79	6	85
Exergia	0	0	0	0	0	69	12	81
Acos Energia	0	0	0	0	0	15	52	67

(A) Le importazioni oltre frontiera comprendono i transiti (Geoplin).

Fonte: elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

In considerazione di tali cessioni di gas alla frontiera, che hanno consentito il rispetto puramente formale del tetto *antitrust* alla quota di mercato nell'importazione ma con modalità che lo hanno reso del tutto inefficace ai fini della promozione della concorrenza, la effettiva incidenza delle importazioni Eni sul totale sale al 72%. Va ricondotta a questa visione aggiornata, pertanto, la maggior parte delle difficoltà sperimentate dai nuovi operatori nelle iniziative autonome di importazione di gas e che tuttora si manifestano come gli aspetti strutturali del mercato non modificati dal processo di liberalizzazione:

- approvvigionamento del gas naturale e vincoli *take or pay*;
- le infrastrutture di trasporto internazionali ed evoluzione dell'offerta in relazione a nuove infrastrutture;
- trasporto e dispacciamento;
- scambio di capacità e di gas;
- stoccaggio;
- fase di vendita.

Sono tematiche associate ai segmenti funzionali della filiera del gas naturale, alle quali mal si adatta un'ottica di breve termine, ma il perdurare dell'assenza di una disciplina radicale e la minaccia proclamata di un eccesso di domanda difficilmente governabile non concedono tempi lunghi per fare chiarezza e impiantare le condizioni necessarie e, si spera, sufficienti ai fini della sicurezza delle forniture e della riduzione dei prezzi.

Se ci limitiamo, per il momento, all'analisi dei primi due punti, si può osservare che la capacità di immissione ai punti di interconnessione della rete nazionale con il Nord Europa e l'Est europeo e dai gasdotti di adduzione che transitano in Svizzera, Germania e Austria è pienamente utilizzata ed è, a vario titolo, controllata da Eni (tabella 3.2.3).

Tabella 3.2.3 - Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia (MSmc). Anno termico 2004-05

M(m ³) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2004-2005				
PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100%
Tarvisio ^(A)	88,2	81,9	6,3	93%
Panigaglia (GNL) ^(B)	11,4	11,4	0,0	100%
Mazara del Vallo	80,5	79,3	1,2	98%
Gorizia	1,0	0,99	0,0	99%
Gela ^(A)	21,5	11,6	9,9	54%
Totale	260,1	242,7	17,4	93%

(A) Capacità disponibile a partire da gennaio 2005.
(B) La capacità conferibile riportata nella tavola corrisponde alla massima capacità di rigassificazione del terminale.

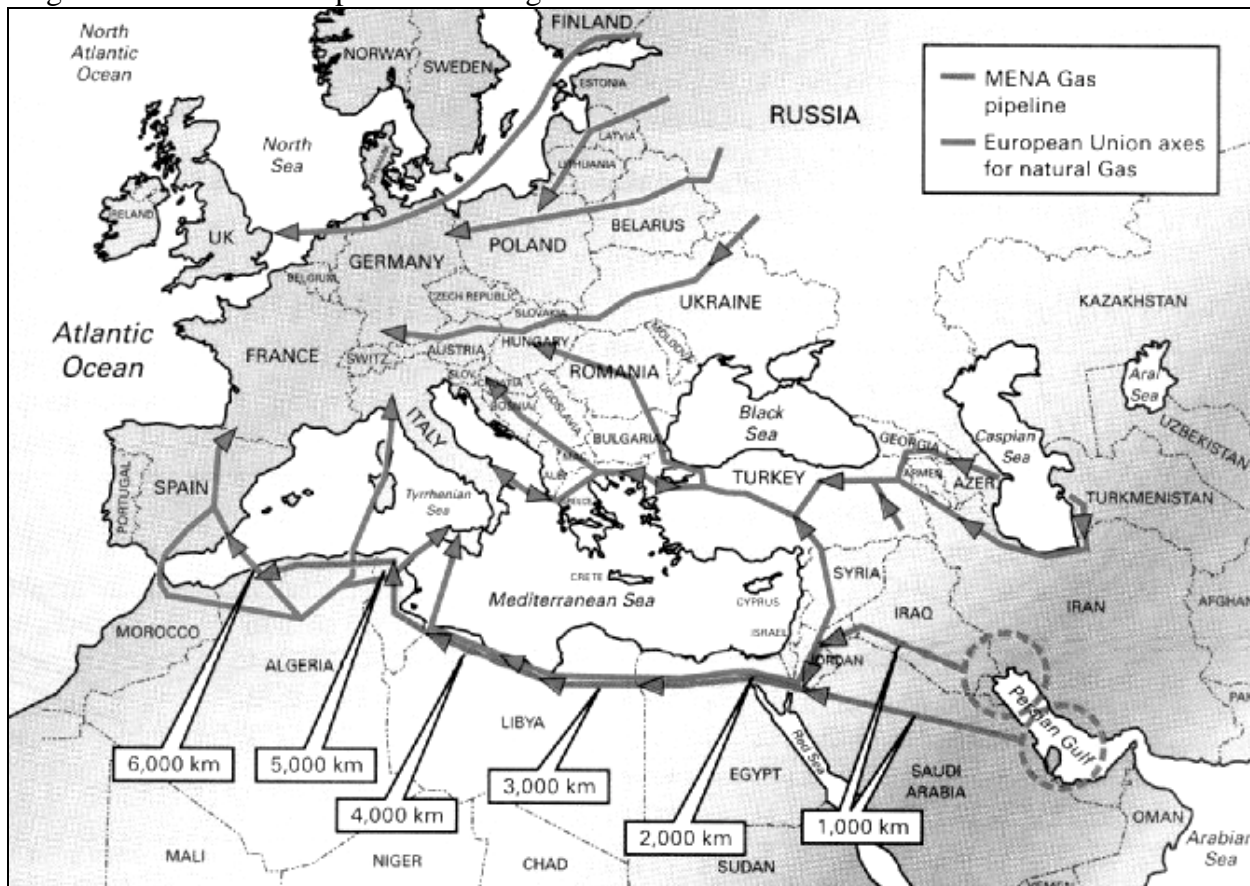
Fonte: Relazione Annuale 2005 - AEEG

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 poco prima o, comunque, anteriormente all'emanazione della direttiva 98/30/CE. Al riguardo, si può condividere la posizione dell'AGCM, secondo cui 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. Queste ultime non sono necessariamente incluse nella regolamentazione praticata a Snam Rete Gas (SRG SpA) e risulta difficile persino l'utilizzo di capacità marginali rese disponibili grazie a qualche grado di flessibilità consentito nei contratti del tipo citato.

Per quanto riguarda l'adduzione dal Nord Africa, se esiste ancora capacità inutilizzata alla porta di Mazara del Vallo dove affluisce il gas proveniente dall'Algeria, è sul territorio tunisino che persistono le strozzature nelle linee di trasmissione, a causa del mancato potenziamento delle infrastrutture che, anche in questo caso, sono controllate da Eni.

Figura 3.2.3 - Rete di importazione del gas naturale in UE



Fonte: OGJ (July 11, 2005)

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").

Nel corso del 2004, hanno avuto inizio, in misura molto ridotta, le importazioni di gas naturale dalla Libia attraverso il punto di importazione di Gela, ma anche in questo caso i flussi sono collegati ad un metanodotto controllato da ENI, che risulta abbia già ceduto parte della capacità, anche se a concorrenti di suo gradimento.

Appartiene a ENI (GNL Italia SpA), infine, anche il terminale di Panigaglia, l'unico attualmente attivo in Italia, sul quale 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 recentemente 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 utenti¹¹¹.

3.2.3 Prezzi

Si può ancora affermare che il gas naturale non è incorso, a livello internazionale, nei problemi di bilanciamento tra domanda e offerta che hanno pesantemente caratterizzato, a partire dal 2004, il mercato del greggio, anche se il *trend* risultante è, anche per il gas e in vario modo, rialzista. I dati disponibili indicano che l'aumento dei consumi nel 2004 non ha superato il 2% a livello mondiale, sia pure con forti differenziazioni tra le diverse aree. Una crescita dei consumi superiore al 5% si è così manifestata nell'area asiatica e in Medio Oriente, mentre in UE-15 ha raggiunto il 4,2% (+3,4% in UE allargata)¹¹².

L'andamento al rialzo si è affermato negli *hubs* europei di Zeebrugge, Bunde e al *National Balancing Point (NPB)*¹¹³, già alla fine del terzo trimestre 2004, con un differenziale di 1 \$/Mbtu rispetto allo stesso passaggio temporale nel 2003, a partire dal quale si è arrivati a toccare il record di 7,7 \$/Mbtu come quotazione media del mese di febbraio 2005 (circa 5 \$/Mbtu nel febbraio 2004).

Un confronto tra le quotazioni del greggio ed il prezzo medio del GN alla frontiera europea, quest'ultimo calcolato come media dei prezzi del gas di varia provenienza ponderati con i rispettivi volumi importati, può confermare che i dispositivi di indicizzazione, attivati nei contratti di lungo termine con i paesi esportatori, producono una trasmissione degli aumenti petroliferi che può anche risultare graduale e frenata grazie alle clausole di salvaguardia. È un'osservazione che può farsi valere, a meno di scarti che rimangono inferiori a 0,5 \$/MBTU¹¹⁴, anche per i prezzi ai confini dei Paesi membri, con la sola eccezione del GNL algerino, che ha risposto con maggiore prontezza al richiamo degli aumenti petroliferi, arrivando a quotare 6,5 \$/MBTU nei mesi di dicembre 2004 e gennaio 2005, con un differenziale di 1,5 \$/MBTU rispetto al gas naturale da metanodotto.

È difficile prevedere quanto possano essere efficaci le clausole di salvaguardia nel quarto trimestre del 2005, che appare fortemente connotato da un prezzo del barile che punta ai 70 \$/Mbtu.

Nel comparto del gas naturale in Italia i prezzi nel 2004 sono stati in media superiori a quelli osservati nel resto dell'UE¹¹⁵.

La vendita è attività libera, non soggetta a regolamentazione tariffaria, tuttavia l'AEEG pubblica una tariffa media nazionale di riferimento (figura 3.2.4), a tutela dei consumatori che utilizzano meno di 200.000 Smc 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.

¹¹¹ 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.

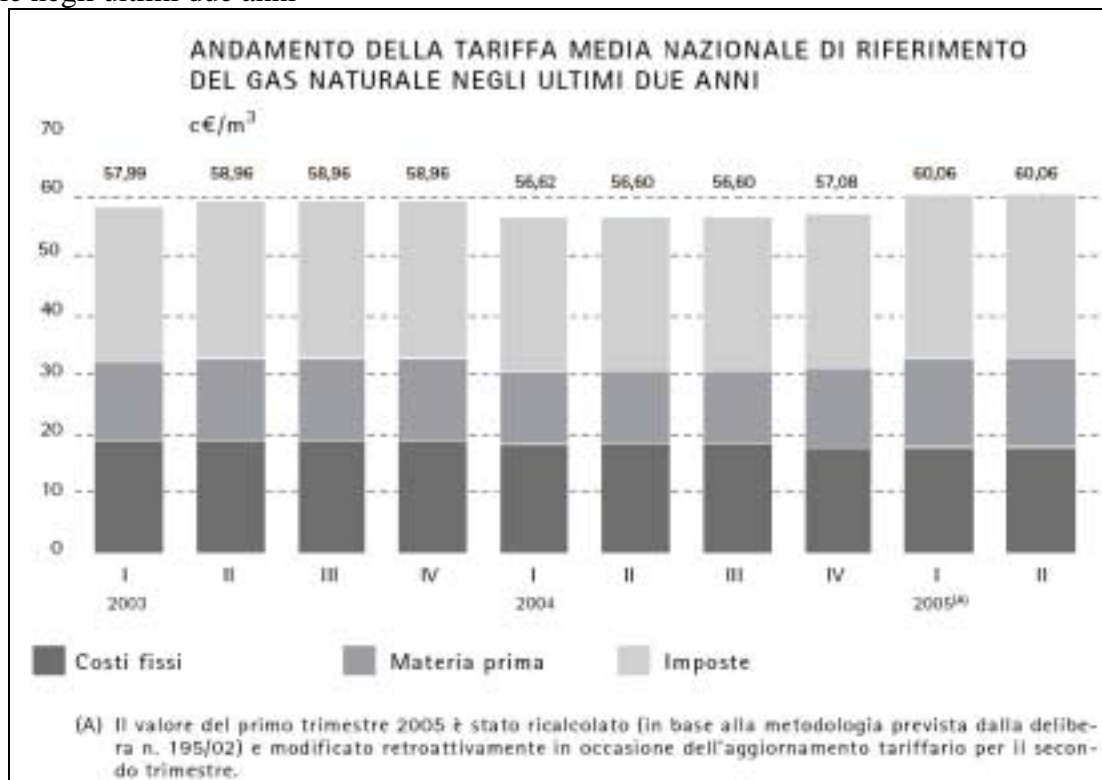
¹¹² AEEG: Relazione Annuale (31 marzo 2005), pg. 9)

¹¹³ I mercati fisici degli *hubs* si sono mossi quasi in sintonia, anche su base giornaliera, con scarti generalmente inferiori a 0,5 \$/Mbtu.

¹¹⁴ 1 dollaro/MBTU (10⁶ British Thermal Units) = 0,03611 dollari/Smc (metro cubo standard), sulla base convenzionale di un potere calorifico del gas naturale di 9.100 kcal/Smc. Al cambio euro/dollaro di 1,25, 1\$/MBTU = 0,029 euro/Smc.

¹¹⁵ Rel. Generale Banca d'Italia (31 maggio 2005), Parte B: L'Offerta interna (pag.140)

Figura 3.2.4 - Composizione e andamento della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni



Fonte: Relazione Annuale 2005 - AEEG

Al 1° aprile 2005 la tariffa media nazionale di riferimento risulta composta per il 55% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 45% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA).

Il costo della materia prima incide sul valore complessivo della tariffa per quasi un terzo (25,7%), i costi di commercializzazione per il 10,4% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 19% (tabella 3.2.4).

Tabella 3.2.4 – Imposte sul gas (c€/Smc per le accise e aliquote percentuali per l'IVA in vigore al 2005)

c€/m ³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA, in vigore nel 2005					
TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO ANNUO		<250 m ³ /a	>250 m ³ /a		
Imposta di consumo					
Normale	4,48491	7,88526	17,33074	17,33074	1,24980
Località ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,86516	3,86516	12,42182	12,42182	1,24980
Addizionale regionale^(B)					
Piemonte	2,2425	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249
Veneto	0,5165	0,5165	1,2911	1,2911	0,6249
Liguria ^(C)	2,2425	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249
Emilia Romagna	2,2425	3,09874	3,09874	3,09874	0,6249
Toscana	2,0000	2,0000	2,6000	2,6000	0,6000
Umbria	0,5200	0,5200	0,5200	0,5200	0,5200
Marche	1,5500	1,5500	1,5500	1,5500	0,6249
Lazio	2,2425 ^(D)	3,09874 ^(D)	3,1000	3,1000	0,6200
Abruzzo	1,9326	1,9326	2,582 ^(E)	2,582 ^(E)	0,6249
Molise ^(F)	1,5000	1,5000	1,5000	1,5000	1,5000
Campania	1,93258	1,93258	3,1000	3,1000	0,6249
Puglia	1,93258	1,93258	2,5800	2,5800	0,6249
Basilicata	1,93258	1,93258	2,5800	2,5800	0,6249
Calabria	1,93258	1,93258	2,58228	2,58228	0,6249
Aliquota IVA (%)	10	20	20	20	20

(A) Si tratta delle Regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle Province di: Frosinone, Latina; di alcuni Comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di Comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni Comuni della Provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle Isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

(B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero; la Regione Lombardia, invece, l'ha abolita dal 2002 (articolo 1, comma 10, LR 18/12/2001, n. 27).

(C) Per le tariffe T1, T2 e T3 aliquota invariata e ridotta a 1,55 per i Comuni appartenenti alla fascia climatica "E" e a 1,03 per quelli nella fascia "F".

(D) Aliquota ridotta a 1,93258 nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno.

(E) Aliquota pari a 1,033 nelle località che ricadono nella fasce climatiche "E" e "F".

(F) Aliquota pari a 2,8 nelle località che ricadono nella fascia climatica "C"; pari a 2,1 nella fascia climatica "D" e pari a 0,8 nella fascia climatica "F".

Fonte: Relazione Annuale 2005 – AEEG

Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione: la componente Cd incide infatti per il 12,5% sulla tariffa complessiva; l'incidenza della componente a copertura dei costi di trasporto raggiunge quasi il 5%, mentre l'incidenza della componente per lo stoccaggio è pari all'1,6%¹¹⁶.

Da gennaio ad ottobre 2004 il prezzo del gas naturale per le famiglie italiane ha registrato diversi cali, grazie ai meccanismi di indicizzazione stabiliti dall'AEEG, nonostante la continua ascesa delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi.

Valutando i dati in media dell'anno, con una variazione complessiva pari allo 0,2%, nel 2004, il prezzo del gas ha registrato una sostanziale stabilità rispetto al 2003. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto del 2,1%, la dinamica del gas ha registrato una riduzione in termini reali di quasi due punti percentuali.

Il 2005 si è aperto con un nuovo e sensibile incremento tariffario, le cui cause risiedono, ancora una volta, nel perdurare dell'innalzamento delle quotazioni petrolifere internazionali, oltre che nell'aumento delle imposte che gravano sul gas. Nonostante un nuovo meccanismo di indicizzazione della componente materia prima¹¹⁷, operato alla fine del 2004, la tariffa complessiva ha raggiunto i 59,09 cent€/Smc. Successivamente, nel secondo trimestre 2005, il valore della componente materia prima è stato ricalcolato, a seguito della sospensione della delibera n. 248/04 (azioni dell'AEEG per la promozione della concorrenza nella vendita); la tariffa complessiva ha, dunque, raggiunto i 60,06 cent€/Smc, valore che è rimasto invariato nel secondo trimestre dell'anno.

3.2.4 Tecnologie

È opinione corrente nell'industria che, tra i problemi posti dalla corrosione, il più insidioso deriva dal fatto che la si affronta soltanto quando essa manifesta i suoi effetti irreversibili, sprovvisti come si è della capacità di prevenirla efficacemente, al di là del ricorso alle tradizionali misure di protezione (elettrica, rivestimenti ecc.)¹¹⁸. È facile convincersene, se si pensa che i metodi correntemente impiegati nella misura della corrosione, quali quelli che si affidano alle tecniche di analisi della perdita in peso lungo la progressiva delle linee di processo o di trasporto, producono soltanto un controllo esterno (*offline*) e retrospettivo dello *status* della struttura e non un monitoraggio continuo, puntuale e interattivo.

È un limite che può essere sommariamente ricondotto al fatto che i dati di controllo raccolti lungo le linee di trasmissione e/o di processo non seguono in tempo reale le condizioni evolutive meccaniche e termodinamiche che danno inizio ai fenomeni di corrosione.

¹¹⁶ Relazione annuale AEEG sullo stato dei servizi e dell'attività svolta, 31 marzo 2005.

¹¹⁷ La materia rimane molto fluida, anche in relazione al ruolo giocato dai TAR. Una sentenza del TAR della Lombardia ha annullato, il 28 luglio 2005, un provvedimento dell'AEEG che modificava il precedente meccanismo di indicizzazione della componente "materia prima gas" integrando la formula di aggiornamento trimestrale delle tariffe in modo da attenuare l'incidenza delle quotazioni petrolifere. Il TAR ha motivato la sentenza con la considerazione che le attività già pienamente liberalizzate, quali produzione importazione, esportazione, stoccaggio non in sotterraneo, acquisto e vendita di gas, in quanto tali, sono sottratte ad ogni attività di regolazione.

"Prezzi, tariffe, liberi mercati"- Staffetta Quotidiana: 17 settembre 2005.

¹¹⁸ -L. Gaverick (Ed. by): "Corrosion in the Petrochemical Industry"- ASM International, 1994;
-M.G. Fontana "Corrosion Engineering", McGraw-Hill (Science/Eng./Math.), New York, 1985;
-P. Pedferri: "Corrosione e Protezione dei Materiali Metallici"- CittàStudi Edizioni, 1978;
-G. Bianchi, F. Mazza: "Corrosione e Protezione dei Metalli"- Masson Italia Ed., 2000;
-Proceedings of the "Pipelines Rehabilitation & Maintenance Conference"- Manama (Bahrain), Jan. 29-Febr. 2, 2005.

Altri elementi ancora concorrono alla rigidità dei sistemi tradizionali di controllo:

- in primo luogo va citato un vero e proprio vincolo concettuale, che colloca il controllo della corrosione nell'ambito delle operazioni di manutenzione, assoggettandolo quindi ai limiti di bilancio posti dalla gestione, e non come voce autonoma tra i costi di produzione;
- le tecniche di misura della corrosione si basano generalmente su misure di resistenza elettrica (RE) e di resistenza di polarizzazione lineare (RPL);
- i dispositivi di rilevamento della misura operano isolati l'uno dall'altro e producono dati di misura *spot*, talvolta anche registrati localmente in sequenza grafica, mediante alimentazione elettrica da batterie (*offline*); le misure di RE e di RPL possono talvolta essere prese *online*, cioè i segnali rappresentativi delle misure sono inviati attraverso un collegamento via cavo ad una centrale computerizzata della rete di controllo, invece che essere registrati localmente. In quest'ultimo caso, i costi infrastrutturali associati al collegamento tra punti di misura e centrale possono arrivare a superare di molto il costo dell'insieme di tutti i dispositivi di misura;
- la raccolta dei dati è necessariamente periodica e prevede che il personale addetto provveda a scaricare manualmente i dati ed a processarli. In una campagna di ispezione convenzionale, il primo passo è generalmente costituito dall'impiego di veicoli di ispezione *in line (IIL)*¹¹⁹ che applicano un flusso magnetico ad alta risoluzione (*MFL*), che può portare alla detezione di corrosione interna o esterna;
- nella maggior parte dei casi, la lettura dei dati ha luogo dopo che il processo di corrosione ha avuto origine e difficilmente l'analisi dei dati può essere integrata con l'evoluzione locale delle variabili di processo (pressione, temperatura, portata e flusso di massa chimico ecc). In queste circostanze, agli addetti è consentita solo una valutazione *ex-post* sullo stato della corrosione, alla quale possono eventualmente accompagnarsi, dopo avere integrato l'analisi con i dati storici, le raccomandazioni di *routine*¹²⁰.

Recenti innovazioni nel settore tecnologico del monitoraggio elettrochimico¹²¹ rendono oggi possibile disporre di metodi e dispositivi per il monitoraggio della corrosione, oltre che del *pitting*¹²² e della erosione parametrizzando i fenomeni di degradazione strutturale mediante le variabili di processo in tempo reale. Alla base di tale capacità sta la disponibilità di un ampio spettro di tecniche di valutazione del grado di degradazione dei materiali metallici.

¹¹⁹ Associato, nel caso di *pipelines*, all'impiego del *Global Positioning System (GPS)*. Molto vantaggiosa nelle ispezioni mirate alla valutazione della integrità delle linee (*Integrity Assessment, IA*) si rivela la combinazione *IIL/GPS*, realizzata mediante l'impiego di veicoli, appositamente attrezzati con unità di mappatura inerziale (*Inertial Mapping Units, IMU*). Ne deriva una localizzazione precisa delle progressive alle quali effettuare gli scavi, sia per valutare il carattere evolutivo della corrosione e/o di eventuali difetti di saldatura, sia per eventuali interventi immediati con fasciature *epoxy* o materiali compositi (L.S. Graciano et al.: "650 Km Mexican Gas Pipeline Inspected" - Pipeline & Gas Journal, August 2005).

¹²⁰ Variano da una sezione all'altra ma, nella generalità dei casi, comprendono un'ispezione dello stato di conservazione del rivestimento (*DCVG*) e, dove si sospetta che i potenziali tra due sezioni di misura siano insufficienti a proteggere la linea, misure di potenziale a intervalli ravvicinati (*Close Interval Potential Survey, CIPS*).

¹²¹ A. Biedermann et al.: "New technology provides real-time corrosion monitoring" - Oil&Gas Journal, 8 Agosto 2005.

¹²² *Pitting corrosion* (anche corrosione "a punta di spillo") è una forma localizzata di corrosione che si manifesta attraverso la formazione di cavità sulla superficie dei materiali. Il *pitting* può generarsi in relazione ai parametri chimici dell'acqua (grado di acidità, basse concentrazioni di ossigeno disciolto, alte concentrazioni di cloruri), a danni locali o scarsa applicazione del rivestimento, presenza di disuniformità nella struttura del metallo (inclusioni non metalliche). L'instaurarsi del fenomeno del *pitting* è considerato più pericoloso della corrosione uniforme, perché più difficile da prevedere, da individuare (la cavità è coperta dai prodotti della corrosione) e da contrastare.

Sono tecniche che si presentano virtualmente applicabili a tutti i materiali metallici, secondo due ben distinte attitudini:

- possono fornire indicazioni sullo stato del danno cumulativo incorso alla condotta (metodo retrospettivo), attraverso misure di perdita di peso e di RE, misure ultrasoniche di spessore (UT) e attraverso altri metodi di misura non distruttivi (radiografie). Sono tecniche di misura cumulativa nel tempo che, sia pure in modo diverso, possono indicare variazioni soltanto quando la corrosione è stata sufficientemente attiva per determinare una sensibile variazione nelle proprietà del materiale. Esse non rientrano, pertanto, nella classe delle tecniche “in tempo reale”, in quanto richiedono cicli di misura di giorni o settimane, e vengono generalmente operate *offline*;
- possono fornire indicazioni sulla dinamica evolutiva della corrosione (metodo dinamico) attraverso misure RPL, analisi di distorsione armonica (HDA) e “rumore di fondo” elettrochimico (*EN*). Le misure di corrosione evolutiva si svolgono in pochi minuti e hanno una più alta risoluzione ed un tempo di risposta molto più breve di quelle cicliche: sono state sviluppate per dare una rapida valutazione dei processi elettrochimici in corrispondenza dell’interfaccia metallo-ambiente circostante.

Ciascuna di queste tecniche, da sola, non è in grado però di distinguere tra corrosione uniforme o generalizzata e corrosione localizzata (*pitting*).

Il risultato innovativo che si vuole segnalare consiste proprio nel fatto che le due tecniche di misura sono state incorporate in uno stesso dispositivo, con il conseguimento non solo di una maggiore precisione di misura e della capacità di realizzare misure quantitative con la integrazione delle due tecniche RPL e HDA¹²³, ma anche di riuscire a distinguere grazie alle misure *EN*, tra le due modalità del processo: corrosione uniforme e *pitting*.

Non esattamente innovativo, ma certamente assai significativo è il fatto che i dati di corrosione appaiono sul *display* della centrale di controllo insieme ai dati indicatori di processo (*Key Performance Indicators, KPI*): l’ingegneria della corrosione è così inserita in tempo reale negli stessi canali di controllo, ottimizzazione e gestione del processo, propri dell’ingegneria di processo, che può quindi trattare i segnali relativi alla corrosione come variabili di processo da ottimizzare (contenere i danni entro i limiti di sicurezza ammessi, ottimizzare la marcia del processo anche in relazione al vincolo economico di rendere minima l’esigenza di ispezioni)¹²⁴.

Questa loro attitudine le qualifica come “indicatori qualitativi” della corrosività, nel senso che consente di dedurre dalla lettura del loro andamento, rispettivamente in crescita o in declino, una valutazione dello stesso segno alla evoluzione della corrosione.

Ne è derivato un salto di qualità significativo nello studio dei processi e delle modalità di corrosione degli acciai di varie caratteristiche e di altri materiali metallici in ambiente fluidodinamico multifase (olio, acqua, vapor d’acqua e miscele di gas in varia misura)¹²⁵.

¹²³ Sul dato di *corrosion rate* fornito dalla misura RPL si fa intervenire il valore correttivo del *fattore di Stern Geary* fornito dalla misura HDA. La capacità di misurare il *fattore di Stern-Geary on-line* ed in tempo reale si è rivelata decisiva per l’accuratezza delle misure di velocità di corrosione (*corrosion rate*), determinando così l’accesso a decisioni appropriate ed al minor costo per i trattamenti chimici, caso per caso. D.C. Eden et al.: “*Real-time corrosion monitoring for improved process control: a real and timely alternative to up-grading of materials*”- New Orleans (Jan. 28 - Febr. 1, 2004). Corrosion 04 (NACE).

¹²⁴ È esemplare il caso di una condotta di trasporto di gas con alto contenuto in H₂S (idrogeno solforato), sottoposta a monitoraggio in tempo reale al fine di individuare la dose ottimale di inibitore della corrosione. L’indagine degli effetti dell’inibitore è stata condotta attraverso misure di corrosione effettuate in parallelo con l’iniezione di dosi variabili di inibitore, ottenendo come risultato che l’operatore ha ridotto il dosaggio dell’inibitore in misura pari al 60% del costo previsto.

Si veda R.D. Kane et al. “*On-line, real-time corrosion monitoring for improving pipeline integrity, technology, experience*”- Corrosion 03 (NACE), San Diego Ca. (Mar.16-21, 2003).

¹²⁵ In particolare, in corrente multifase (olio, acqua e gas), la corrosione si manifesta con diversi gradi di sviluppo (da 0,001 a più di 2,5 *mpy*), in funzione delle condizioni al contorno (portata, composizione chimica ecc).

Da segnalare ancora che la misura *on-line* ed in tempo reale della corrosione (generale e *pitting*) ha mostrato di prestarsi ad altre utili applicazioni industriali, quali la valutazione degli effetti della degradazione strutturale di altri materiali, quali la deposizione di detriti e l'attività microbiologica (*microbiologically influenced corrosion, MIC*)¹²⁶.

3.2.5 Organizzazione industriale del mercato

La struttura del sistema gas naturale (GN) in Italia è fondamentalmente segnata dalla limitatezza della produzione domestica e dalla sua storia.

Il settore del GN è disciplinato in larga misura sulla base di contratti a lungo termine, con clausole che pongono la determinazione del prezzo in relazione con un paniere di varie qualità di greggio e di prodotti petroliferi. È inevitabile, quindi, che i prezzi del GN abbiano seguito, in modo non necessariamente lineare, l'andamento del mercato del greggio. Nei mercati più maturi (Stati Uniti e Gran Bretagna), anche sotto l'aspetto dell'offerta di strumenti finanziari, sulla correlazione tra prodotti petroliferi e GN ha certamente influito anche il ruolo di intermediazione svolto dalle borse del gas.

La domanda di energia primaria totale (*Total Primary Energies, TPE's*) dell'Unione Europea allargata (EU-30)¹²⁷ seguirà, secondo le previsioni dell'IEA estese al 2030, un andamento in crescita media annua dello 0,7%: al di sotto del tasso di crescita medio dell'Europa dei 15 nel periodo 1971-2000 (1,2%), ma certamente in grado di portare il flusso di importazione complessiva di gas a 400 miliardi Smc nel 2010 ed a 790 miliardi Smc nel 2030¹²⁸. Il quadro evolutivo complessivo include una marcata modificazione del *mix* di fonti energetiche che compongono la *TPE*, in cui il gas naturale arriverà a coprire un ruolo sempre più largo (dall'attuale 22% al 33%), esercitato principalmente nel settore della generazione elettrica e, soprattutto, con una concentrazione del processo di crescita a monte del 2020¹²⁹.

È opportuno ricordare che ogni sistema di approvvigionamento energetico contiene implicito un certo grado di rischio per i consumatori, in relazione sia all'accesso alla risorsa a medio e lungo termine, sia ad un livello di prezzi che sia accettabile alle diverse fasce di consumo, sia, in generale, ai vincoli di rispetto ambientale.

Il tema della sicurezza delle forniture di gas assume, rispetto ad altri settori industriali, specificità di natura politica ed economica a causa della difficile sostituibilità di tale forma di energia, degli alti costi che quindi si accompagnano alla interruzione delle forniture e dei caratteri di rigidità e di conduzione monopolistica propri delle reti di importazione.

mpy = *mils per year*; il mil è una unità di misura pari ad un millesimo di pollice = 0,025 mm;

La perdita in peso (*weight loss*) del campione di corrosione (*corrosion coupon*) viene espressa in termini di *mils* di penetrazione per anno, p.e. 1 mm/anno = 40 *mpy* (si suppone che la corrosione sia uniforme su tutta la superficie del campione esposta all'ambiente corrosivo).

¹²⁶ R.D. Kane et Al: "*Real-time corrosion monitoring of steel influenced by microbial activity (sulphated-reducing bacteria, SRB) in simulated seawater injection environments*"- Corrosion 03 (NACE), San Diego Ca. (Mar. 16-21, 2003).

¹²⁷ I Paesi che si aggiungono ai 15 del nucleo originario per costituire l'Unione Europea allargata comprendono i 10 Paesi che si sono già aggregati nel 2004 (Cipro, Repubblica Ceca, Estonia, Lettonia, Lituania, Malta, Polonia, Slovacchia, Slovenia ed Ungheria), ed altri 5 Paesi di cui è in programma l'associazione nei prossimi anni (Bulgaria, Norvegia, Romania, Turchia e Svizzera).

La configurazione del fabbisogno dell'UE allargata è da associare nel tempo a due scadenze in sequenza: il primo allargamento a 25 Paesi membri comporterà un aumento del grado di dipendenza dalle importazioni, in ragione del fatto che 8 di questi Paesi sono importatori netti di gas; nella seconda fase dell'allargamento (30 Paesi), l'inclusione della Norvegia abbasserà tale grado di dipendenza dalle importazioni. Si deve anche precisare che il grado di dipendenza dei Paesi dell'Europa centrale ed orientale è segnato da un livello di rischio più alto che gli altri paesi membri, in quanto le loro forniture si affidano ad un solo paese esportatore, la Russia.

¹²⁸ È uno scenario in cui alle importazioni di gas naturale nel quadro della domanda regionale complessiva viene assegnata una evoluzione dal 38% (2001) a quasi il 70% (2030). In uno scenario alternativo di basso profilo delle importazioni, al 2030 esse ammontano a 650 miliardi Smc. IEA (2004): *World Energy Outlook*

¹²⁹ In Italia il gas ha coperto il 33,9% dei consumi nel 2004 (*Unione Petrolifera*, Rel. Gen. 2005)

Nel caso europeo e, in maggior misura, in quello italiano, se si va ad analizzare e classificare tipo e livello di rischio sul versante dell'industria del gas naturale, si colloca in primo piano la dipendenza da rischi di natura strutturale, in ragione del fatto che:

- gli approvvigionamenti provengono da un numero relativamente limitato di paesi esportatori;
- i luoghi di produzione sono remoti;
- le reti delle infrastrutture di importazione sono storicamente a carattere monopolistico.

Tale situazione di fatto si deve misurare con una obiettiva riluttanza ad effettuare investimenti nello sviluppo della produzione e nelle infrastrutture, nelle circostanze prodotte dalla creazione di un unico mercato integrato. Ma non si deve dimenticare che è stata l'apertura del mercato finale in attuazione del DLgs 164/00 a creare le condizioni per la nascita immediata di una dozzina di imprese di *trading*, spesso legate alle società di distribuzione (Plurigas, Blue Gas ecc.) fino alla creazione, negli anni successivi, di un numero di importatori superiore a 30.

Molti altri traguardi istituzionali sono stati colti sul percorso tracciato dalla ormai storica direttiva 1998/30/CE e della più recente 2003/55/CE¹³⁰, ma la liberalizzazione del mercato del gas europeo, come insieme e nei suoi segmenti nazionali, è ancora lontana dal conseguimento della organicità e della pienezza che sono pregiudiziali al suo libero esercizio.

Alle inerzie ed alle viscosità, oltre che alle astuzie¹³¹ che in modo vario riescono ancora a rendere soltanto nominali i risultati conseguiti al livello delle diverse nazionalità¹³², si sovrappongono in modo decisivo, oltre all'insufficienza delle strutture nazionali di trasporto e stoccaggio, la congestione ai punti di ingresso dei flussi di alimentazione di provenienza extra-europea e la inadeguatezza della rete di trasmissione europea.

Nel caso italiano, in particolare, solo la cessione completa delle quote di proprietà Eni nel quadro delle infrastrutture di trasporto (SRG) e di stoccaggio (Stogit) può garantire la piena indipendenza delle scelte di investimento, orientandole in direzioni neutrali rispetto alle strategie degli operatori impegnati nell'approvvigionamento e nella vendita del gas ed esclusivamente mirate al conseguimento del massimo profitto nell'esercizio del trasporto e dello stoccaggio.

Lo spazio occupato dalle importazioni italiane (intorno all'85% della domanda) vede 26 operatori¹³³ attivi nell'anno termico 2004-05 (erano 24 nel 2003-04): 2 a Passo Gries, 13 a Tarvisio e Gorizia, 4 a Mazara del Vallo, 3 a Gela e 4 a Panigaglia).

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

¹³⁰ Da recepire negli ordinamenti nazionali entro il 1 luglio 2004.

¹³¹ Una di queste riguarda la vanificazione della separazione societaria tra le imprese che gestiscono le infrastrutture essenziali di rete e di stoccaggio e quelle impegnate nell'approvvigionamento e nella vendita del gas, realizzata attraverso il mantenimento di partecipazioni proprietarie di minoranza, finora consentito. Come si è appreso dall'esperienza degli ultimi anni, anche le partecipazioni proprietarie di minoranza possono, attraverso meccanismi resi possibili dalle scelte di *corporate governance*, consentire il controllo di una società e soltanto l'ultima direttiva europea sulla liberalizzazione del mercato del gas ha colto questa via di fuga tra le discrezionalità lasciate dalle direttive alle posizioni nazionali ed ha richiesto che proprio attraverso le scelte di *corporate governance* si attui la indipendenza tra le infrastrutture definite essenziali (trasporto e stoccaggio) e attività nelle fasi competitive (approvvigionamento e vendite del gas).

¹³² Sono, peraltro, rilevanti le differenze che continuano a caratterizzare i mercati dei singoli paesi, anche in ragione dei margini di discrezionalità che la direttiva lascia alle normative nazionali, e che non agevolano il processo di integrazione continentale.

¹³³ È definito importatore il soggetto che, ai fini degli obblighi doganali è titolare del GN alla frontiera italiana (AEEG: Rel. Ann. op.cit., pg. 215).

2004-05, e sia pure in una prospettiva ottimistica di approvazione delle nuove concessioni richieste al MAP e tuttora in corso di valutazione.

Il Parlamento europeo ha, a suo tempo, già definito una serie di orientamenti, iniziative e aperture finanziarie¹³⁴ per il potenziamento delle reti trans-europee nel settore dell'energia, allo scopo di adeguare il supporto comunitario allo sviluppo di un mercato integrato ed allargato, oltre che ai Paesi dell'Europa orientale, anche ai Paesi del Medio Oriente e del Nord Africa (*MENA*).

3.2.5.1 Il mercato del GNL

La contrazione dei costi dei costi operativi e di investimento per le singole attività del comparto, liquefazione, trasporto via nave e rigasificazione, nell'arco dell'ultimo decennio ha impresso un graduale cambiamento nelle dinamiche di mercato. Con riferimento alla struttura degli scambi, si registra un crescita sia della capacità di liquefazione e rigasificazione non contrattata a lungo termine, sia di navi metaniere disponibili su base *spot*, che consente una maggiore flessibilità in termini di volumi commercializzati, prezzi, e tratte percorse.

Si assiste, dunque, ad un graduale mutamento delle struttura contrattuale, storicamente caratterizzata da un orizzonte temporale di lungo periodo (20-25 anni) e vincolata da clausole ToP, verso profili temporali di minor durata (15 anni) e verso una maggiore elasticità in termini di volumi prelevati, con l'inserimento nei contratti di clausole meno stringenti, con l'allentamento degli obblighi di prelievo e di destinazione, e con meccanismi di aggiustamento dei prezzi più flessibili.

In Europa, nel corso dell'ultimo anno, le importazioni di GNL hanno coperto il 9% della domanda di gas naturale interna.

L'*input* di incisive innovazioni, in un contesto obbligato di ottimizzazione dei tempi di progetto e di contenimento dei costi per le licenze e i contratti di costruzione, ha determinato nel decennio 1990-2000 una riduzione del costo complessivo del GNL, che viene stimata tra il 17 e il 20%¹³⁵. I segmenti che hanno registrato le riduzioni più significative sono liquefazione e trasporto, peraltro i processi più costosi all'interno della catena del GNL.

Secondo il *Gas Technology Institute (GTI)*, il costo nominale della liquefazione è sceso mediamente da 350 \$/t degli anni novanta a 240 \$/t del 2003¹³⁶, grazie all'incremento di capacità di liquefazione dei singoli treni e alle economie di scala. I costi per la costruzione delle navi si sono ridotti di circa il 40% nell'ultimo decennio, in virtù del sostanziale incremento della capacità di trasporto¹³⁷. La maggior parte delle 163 navi metaniere oggi operanti ha una capacità da 125,000 m³ a 145,000 m³, mentre la gran parte degli ordinativi in corso è compresa in un *range* tra i 135,000 m³ e i 153,000 m³, e numerosi altri progetti riguardano la costruzione di navi con maggiore capacità di carico¹³⁸.

Il segmento della rigasificazione presenta il maggior numero di difficoltà in ordine al conseguimento di gradi di efficienza più elevati: l'irrigidimento degli *standard* ambientali e di sicurezza, nonché l'incremento delle dimensioni dei cargo possono contribuire ad aumentare più che proporzionalmente i costi di costruzione dei terminali. Tuttavia l'introduzione di nuove tecnologie, la costruzione di serbatoi di stoccaggio di maggiori dimensioni, la razionalizzazione

¹³⁴ -European Commission (2000): "A Green Paper, Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply"

-Delibera n.1229/2003/CE;

-Conferenza di Algeri (maggio 2003): "MedSupply Project" (*Development of Energy Supplies to Europe from the Southern and Eastern Mediterranean Countries*);

-Conferenza Ministeriale Euro-Mediterranea sull'Energia (Roma, dicembre 2003): "Towards a New Euro-Med Partnership on Investment, Promotion, Infrastructures Financing and Energy Supply Security".

¹³⁵ "Games Without Frontiers" – Studi di settore MCC, aprile 2004 (Introduzione e Sintesi).

¹³⁶ Energy Information Administration (EIA): "Assumption to the Annual Energy Outlook 2005".

¹³⁷ Una nave cisterna per il GNL costa tre volte il prezzo di un *oil-tanker* di pari tonnellaggio. S. Robertson: "Wave of new plants, terminals, tankers will drive a \$ 6-7 billion market by 2009"- The World LNG>L Report, 2005-2009.

¹³⁸ "LNG Today" (Edizione 2004): Andy Flower (*Energy Publishing Network* in cooperazione con *Gas Strategies*).

delle misure di sicurezza, la riduzione dei tempi per la realizzazione di nuovi terminali, ha reso possibile il contenimento dei costi anche per tale segmento. I costi di investimento per la rigasificazione ammontano a circa il 20% dell'intera catena (*up-stream* escluso¹³⁹); in generale, i terminali *off-shore* risultano più economici e più veloci da costruire, mentre l'integrazione con impianti di produzione di energia elettrica rappresenta un'ulteriore vantaggio competitivo. Complessivamente i costi del GNL si sono ridotti dai 700 \$/t dei primi anni Novanta agli attuali 500 \$/t.

Nel corso dell'anno 2004 i volumi di GNL rigasificati nel terminale di Panigaglia, ancora l'unico attivo in Italia, sono stati di 2,1 miliardi di Smc, con una riduzione di 1,4 miliardi rispetto all'anno precedente. La riduzione è dovuta agli effetti dell'incidente all'impianto di produzione di GNL di *Skikda* in Algeria che ha provocato una minore disponibilità di GNL sul mercato.

In relazione al mancato utilizzo da parte della società Eni dell'intera capacità del terminale di Panigaglia, l'AEEG ha avviato una istruttoria conoscitiva sulla gestione e l'utilizzo del terminale di rigasificazione¹⁴⁰.

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.

Per il "sistema paese" la realizzazione di nuovi impianti contribuisce alla diversificazione geografica e tipologica delle fonti di approvvigionamento e favorisce 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.

3.2.5.2 Attività di distribuzione

La distribuzione è 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, non ad evidenza pubblica, 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.

L'adeguamento era previsto che avvenisse per passi successivi:

- 1 gennaio 2002 per la separazione societaria degli esercenti in attività distinte di distribuzione e vendita¹⁴¹;

¹³⁹ EIA, op. cit.

¹⁴⁰ Delibera AEEG del 18 novembre 2004, n. 20, volta ad accertare:

- il mancato utilizzo da parte della società Eni dell'intera capacità del terminale a essa conferita per gli anni termici 2002-2003 e 2003-2004, relativamente ai quali altri utenti avevano formulato richieste per l'accesso al servizio di rigasificazione di tipo continuo, rifiutate da GNL Italia, invece, per insufficienza di capacità;

- le modalità con le quali si è svolto l'accesso al servizio di rigasificazione *spot*, relativamente al quale, negli anni termici 2001-2002 e 2002-2003, un unico operatore ha ottenuto il 90 per cento della capacità conferita;

- l'incertezza dei tempi e delle modalità, segnalate da alcuni operatori, con le quali la società GNL Italia effettua le necessarie verifiche sull'omologazione delle navi metaniere ai fini dell'approvazione per la scarica presso il terminale di Panigaglia;

- la mancata realizzazione di interventi di potenziamento del terminale di rigasificazione di Panigaglia, a seguito dell'offerta da parte di alcuni operatori di sostenerne il costo al fine di ottenere l'accesso al terminale.

¹⁴¹ DLgs 164/00 art. 21 comma 2.

- 1 gennaio 2003 per la trasformazione delle gestioni in economia in società di capitali¹⁴²;
- 31 dicembre 2005 (prorogabile, al verificarsi di certe condizioni) per il termine del periodo transitorio e la contestuale scadenza delle concessioni di distribuzione attribuite mediante procedure non ad evidenza pubblica¹⁴³.

Nel periodo 2000-2004, soprattutto in ragione degli adempimenti richiesti per la separazione societaria, il segmento della distribuzione, storicamente caratterizzato da un forte grado di frazionamento, ha registrato una significativa riduzione del numero di imprese, dalle 700 unità del periodo pre-liberalizzazione a 450¹⁴⁴.

In termini di natura giuridica, alla vigilia del 2000, si registrava la prevalenza di imprese private (42%) e di gestioni in economia (40%)¹⁴⁵. La riduzione degli ultimi quattro anni è il risultato di accorpamenti e fusioni da parte delle ex-municipalizzate, acquisizioni tra le imprese private e incorporazioni a seguito delle gare indette da parte degli Enti Locali, come previsto, per l'affidamento del servizio.

Nella seconda metà del 2004, la legge 239/04 (legge Marzano) sul "Riordino del settore energetico" modifica i termini di durata del periodo transitorio e propone un ripensamento sui tempi di apertura alla concorrenza. Sulla base della nuova normativa¹⁴⁶ il periodo transitorio avrà termine il 31 dicembre 2007, con eventuale proroga di un anno in caso di pubblico interesse, fatta salva la possibilità di recesso anticipato da parte dell'Ente Locale.

A ribadire le nuove disposizioni, nel novembre 2004 il MAP ha inviato agli Enti Locali e alle imprese di distribuzione la circolare n. 2355¹⁴⁷ "Chiarimenti in materia di affidamenti e concessioni di distribuzione di gas naturale", anche nella consapevolezza che ad essa non è possibile attribuire un valore vincolante, in quanto atto non normativo.

L'accoglimento di una interpretazione quale quella offerta dal MAP – gradita peraltro ai titolari di concessioni – non fa altro che procrastinare e ritardare il processo di liberalizzazione, conservando e mantenendo quelle situazioni di oligopolio e monopolio di cui, in ambito comunitario, si pretende una rapida cessazione.

A far luce sulla diatriba interpretativa sorta negli ultimi tempi è intervenuto un nuovo atto normativo ad opera del TAR Lombardia – Sezione di Brescia – che, con sentenza n. 111 del 28 febbraio 2005 chiarisce che, pur con l'entrata in vigore della legge 23 agosto 2004/n. 239, la scadenza "naturale" del periodo transitorio, al termine del quale verranno meno gli affidamenti e le concessioni in essere attribuite senza gara, rimane ancorata al 31/12/2005, ossia decorsi cinque anni dal 31/12/2000, in conformità a quanto previsto dall'art. 15 comma 5 del DLgs. 164/2000.

La data del 31/12/2007 costituisce, cioè, la barriera oltre la quale il periodo transitorio non può essere incrementato o prorogato, in forza di una delle ipotesi contemplate nelle lettere a), b) e c) del comma 7 dell'art. 15: barriera introdotta dal legislatore quale "limite certo" oltre il quale non è consentito rinviare l'attuazione dei nuovi principi che presidiano l'attività di distribuzione del gas, volti all'instaurazione di un mercato concorrenziale.

¹⁴² DLgs 164/00 art. 15 comma 1

¹⁴³ DLgs 164/00 art. 15 comma 5; comma 7.

¹⁴⁴ Il dato deriva dall'indagine condotta da Osservatorio Energia in collaborazione con ANIGAS su "La riorganizzazione del settore del gas al 2004".

¹⁴⁵ Indagine conoscitiva AEEG sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale (IC 22).

¹⁴⁶ Legge 230/04 art. I comma 69: "...Il periodo transitorio di cui al citato articolo 15, comma 5, termina entro il 31 dicembre 2007, fatta salva la facoltà per l'ente locale affidante o concedente di prorogare, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, per un anno la durata del periodo transitorio, qualora vengano ravvisate motivazioni di pubblico interesse. Nei casi previsti dall'articolo 15, comma 9, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, il periodo transitorio non può comunque terminare oltre il 31 dicembre 2012. È abrogato il comma 8 dell'articolo 15 dello stesso decreto legislativo n. 164 del 2000.

¹⁴⁷ Il punto 2 recita: "L'innovazione introdotta dall'articolo 1, comma 69, della legge n. 239/04 stabilisce che il termine del periodo transitorio a cui fa riferimento l'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, non è più quello stabilito dal successivo comma 7, ma è ora il 31 dicembre 2007...".

Il pericolo che si corre al momento è, tuttavia, che successive decisioni giurisdizionali e amministrative vengano a censurare lacune procedurali addebitabili agli enti locali e derivanti da incertezze normative. Incertezze che gravano, pur con modalità e conseguenze diverse, sia sui soggetti affidanti, sia sui soggetti affidatari e sul sistema distributivo nel suo complesso.

Occorre anche tenere conto del fatto che, se da un lato le gare consentono trasparenza e apertura del mercato, dall'altro la relativamente breve durata della concessione (12 anni) mal si accorda con la necessità di una programmazione pluriennale, tipica di un settore *capital-intensive*¹⁴⁸.

Non si può, inoltre, prescindere dal contesto strutturale nazionale, caratterizzato da estrema frammentazione ed eterogeneità dei soggetti che vi operano; a pochi grandi operatori nazionali si contrappongono, infatti, alcune centinaia di medi e piccoli operatori locali, anche se la prima categoria serve, ad oggi, la gran parte degli utenti.

Nel corso degli anni si è andata realizzando, peraltro, la coesistenza della rete di distribuzione locale, posata secondo quanto disposto dall'atto di concessione comunale, con quella dei gasdotti, allora di proprietà Eni, in alta e media pressione. Questi ultimi, non afferenti né alla rete nazionale né alle reti di distribuzione, formano le cosiddette "reti regionali di gasdotti", le quali risultano connesse con la rete nazionale presso i punti di uscita dalla stessa e con le reti di distribuzione mediante impianti di riduzione e misura del gas naturale.

Il crescente fenomeno della conversione di reti di distribuzione a reti regionali ha richiamato l'attenzione dell'Autorità, in quanto essa potrebbe comportare il venir meno, tra l'altro, di tutta una serie di garanzie sulla qualità del servizio, stabilite a suo tempo dall'Autorità stessa ai sensi della legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, a tutela dei clienti finali del settore civile.

La moltitudine dei clienti civili allacciati alle reti di distribuzione (a differenza di quanto avviene per le reti di trasporto) e la diversità dei soggetti gestori del servizio di distribuzione a cui tali reti fanno capo, rendono necessaria la definizione di regole e metodologie volte a ottenere una maggiore omogeneità e sicurezza nelle modalità di prestazione del servizio. Tra i provvedimenti adottati dall'Autorità al fine di tutelare i clienti finali allacciati alle reti di distribuzione, figurano provvedimenti relativi sia agli aspetti della qualità del servizio di distribuzione¹⁴⁹, che alle procedure e modalità di accertamento per la sicurezza degli impianti interni del gas¹⁵⁰ e all'assicurazione obbligatoria degli stessi clienti civili¹⁵¹.

3.2.5.3 Attività di vendita

Nel settore commerciale sono le Regioni che hanno competenza esclusiva per la regolamentazione dell'apertura di strutture di vendita di grandi dimensioni e la maggior parte di esse ha limitato, anche con vincoli quantitativi, la crescita della grande distribuzione, a cui generalmente si associa una tendenza alla riduzione dei costi e dei prezzi unitari rispetto a quelli delle strutture tradizionali. Dallo sviluppo della grande distribuzione possono derivare, inoltre, effetti positivi anche sui livelli di occupazione.

I dati del Ministero delle Attività Produttive confermano, peraltro, il perdurare nel 2004 di una elevata frammentazione del sistema: 750.000 esercizi commerciali, 130 ogni 10.000 abitanti, circa il doppio della media UE.

Una recente analisi del Servizio Studi della Banca d'Italia¹⁵² ha messo a confronto l'evoluzione dell'occupazione tra il 1998 ed il 2002 in Abruzzo e nelle Marche, due Regioni simili

¹⁴⁸ Il canone richiesto dal Comune viene quasi sempre espresso in termini di percentuale del *Vincolo Ricavi Distribuzione* (VRD), ossia dei ricavi massimi a copertura dei costi di esercizio e di capitale del servizio di distribuzione riconosciuti per ogni località (i confini amministrativi del Comune) dalla metodologia tariffaria dell'AEEG.

¹⁴⁹ Delibera 29 settembre 2004, n. 168, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas.

¹⁵⁰ Delibera 18 marzo 2004, n. 40.

¹⁵¹ Delibera 12 dicembre 2003, n. 152.

¹⁵² B. d'Italia: Bollettino Economico n. 44 (marzo 2005).

quanto a struttura economica e socio-demografica, ma caratterizzate da normative differenti: la prima, al contrario della seconda, ha introdotto vincoli stringenti all'apertura di grandi strutture di vendita. È stato stimato che, nei due anni successivi all'introduzione delle leggi regionali e a parità di altre condizioni, le Marche hanno visto aumentare la quota di occupati nel settore commerciale, sul totale della popolazione in età lavorativa, di circa un punto percentuale.

La crescita degli occupati nelle grandi strutture di vendita è stata accompagnata da una stazionarietà dell'occupazione nelle strutture di piccole dimensioni: con una diminuzione del numero dei proprietari ed un aumento del numero di dipendenti. Quest'ultima evidenza porta a pensare che, una volta alzato il livello di concorrenza nel settore, anche i piccoli esercizi commerciali siano stati indotti a intraprendere processi di razionalizzazione e ristrutturazione in reti o in *franchising*.

3.2.6 Infrastrutture

Le azioni di potenziamento delle infrastrutture si proiettano su 5 aree regionali (Nord Europa, Mediterraneo occidentale ed orientale, Balcani e Mar Caspio), in relazione alle tre specializzazioni funzionali al mercato del gas naturale (gasdotti, stoccaggio, terminali GNL). Le priorità esplicitamente segnalate riguardano lo sviluppo delle grandi dorsali di importazione europea dalla Russia, dal Nord Africa e dal Medio Oriente (figura 3.2.3 precedente) e degli impianti di stoccaggio e rigassificazione ritenuti indispensabili per assicurare un grado di flessibilità delle infrastrutture adeguato alle dimensioni dei flussi commerciali ed alle potenzialità produttive dei paesi esportatori, senza escludere gli aspetti di rischio legati alle aree di transito delle grandi linee di importazione¹⁵³.

3.2.6.1 Trasporto in condotta

Le prospettive di sviluppo del sistema nazionale di approvvigionamento di gas attraverso il potenziamento delle infrastrutture esistenti e la realizzazione di nuove si affidano in primo luogo ai progetti, tra quelli che riguardano il sistema Italia, che sono stati classificati in sede di Commissione europea come progetti prioritari (TEN-E). Figurano tra questi il GALSI e l'IG (Italia-Grecia), oltre al potenziamento dei gasdotti d'importazione TAG e TTPC.

In particolare, sono stati avviati gli studi fattibilità de:

- 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 Smc/anno 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;

¹⁵³ Attualmente è l'Ucraina l'area di transito più sensibile per l'Europa, in relazione alla rete di *pipelines* ed impianti di stoccaggio che consentono il trasporto di gas, principalmente dalla Russia, in Slovacchia, Polonia e Romania. Ma non è da sottovalutare il ruolo dell'Ucraina anche sotto l'aspetto delle forniture di gas naturale da Turkmenistan e Kazakistan, le cui potenzialità, se opportunamente valorizzate, potrebbero far raddoppiare i flussi da questi paesi (nel 2004, rispettivamente, 40 e 15 miliardi Smc).

Si deve, però, precisare che lo stato delle linee è pessimo, a causa della mancanza di manutenzione e di investimenti: è un problema la cui soluzione potrà impegnare ingenti investimenti per molti anni.

In prospettiva, anche la Turchia si presenta come area di transito, soprattutto del gas iraniano con destinazione Italia. L'impatto di una interruzione del trasporto attraverso il territorio turco, che si prevede peraltro di dimensioni limitate (10 miliardi Smc), è da valutare in congiunzione con l'alternativa fornita dalla diversione del flusso attraverso l'Ucraina.

Interruzioni di flusso attraverso le maggiori direttrici di importazione europea (da Russia, Algeria, Norvegia) sono state prese in esame e valutate in "Gas Supply Security in Europe in The Long Term, Some Key Issues" by Frits van Oostvoorn (24th Annual North American Conference of IAEE- Washington DC, July 8-10, 2004)

- il progetto del gasdotto Grecia-Italia (da Corfù a Otranto), finanziato al 50% dalla Commissione Europea nell'ambito del regolamento Trans European Network; è un *Interconnector* (824 km, di cui 225 sottomarini) da 8 miliardi Smc/anno, al quale si affida la funzione di collegamento al sistema Turchia-Grecia, realizzando al tempo stesso, una volta ultimato nel 2010, la metanizzazione della Grecia e la connessione con il terminale del *Blue Stream* per raccogliere le produzioni della regione del Caspio, a cominciare da quelle della Russia e dell'Iran.

È stato, inoltre, completato e attivato il *Greenstream*, per le importazioni dalla Libia con punto d'ingresso a Gela (Sicilia), già in funzione sia pure con portate ancora ridotte. L'entrata in servizio alla capacità piena annua (8 miliardi Smc) è previsto che avvenga nei primi mesi del 2006, con l'assegnazione di 4 miliardi Smc a Edison, ed il resto suddiviso tra Energia e *Gaz de France*.

Accanto ai nuovi gasdotti internazionali, lo spazio occupato dai programmi di potenziamento delle linee di importazione si presenta fin troppo affollato, ingenerando, tra l'altro, il sospetto che gli annunci sul potenziamento dei gasdotti, oltre ad alimentare l'ipotesi della "bolla di gas", possano compensare l'eventuale abbandono dei progetti di sviluppo del GNL. La sequenza dei potenziamenti comprende:

- l'espansione della capacità del TransMed da 27 a 33,5 miliardi mc/anno, in due fasi consecutive: fino a 30 miliardi/anno 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 Smc) oltre ad Energas e Bidas (1,5 miliardi Smc);
- l'ampliamento del TAG (*Trans Austria Gasleitung*) fino a 26 miliardi Smc di gas naturale proveniente dalla Russia, dei quali 21 assegnati all'Eni¹⁵⁴, 3 all'ENEL e 2 alla Edison;
- un aumento delle portate provenienti da Norvegia e Olanda attraverso la Svizzera, fino ad una capacità complessiva rispettivamente di 6 miliardi e 10 miliardi Smc/anno.

A conti fatti, si tratta di una capacità complessiva di importazione che supera 100 miliardi Smc/anno (il fabbisogno italiano previsto per il 2010), alla quale va aggiunta la produzione nazionale e l'importazione di GNL al terminale di Panigaglia (meno di 4 miliardi Smc, compresa una quota (per meno di 1 miliardo Smc) in *swap deal* con Nigeria GNL con provenienza dall'Algeria).

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, come si può ricavare dall'esperienza dei primi anni di liberalizzazione del mercato, 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 GN. 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.

Nel mese di aprile 2005, l'Eni ha collocato presso il pubblico il 9,5% di (SRG), ricavandone 651 milioni di Euro¹⁵⁵. Attualmente la partecipazione in Eni detenuta dal Ministero dell'Economia e delle Finanze è del 20,3%.

¹⁵⁴ Sono inclusi 2,5 miliardi Smc/anno 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.

¹⁵⁵ Relazione Generale Banca d'Italia (31 maggio 2005)- Parte B: L'Offerta interna (pag.137)

3.2.6.2 Terminali di rigasificazione

Fin dalle prime forniture (inizio anni Sessanta), il gas naturale liquefatto (GNL) si è caratterizzato per elevati standard di sicurezza, affidabilità e protezione ambientale, con riferimento sia alle procedure di liquefazione e rigasificazione, sia al trasporto via nave. Purtuttavia, la forte competizione con il trasporto tramite condotta, tradizionalmente più economico (per tratte sotto i 2000 km) e meno complesso dal punto di vista tecnologico, ha reso quello del GNL un mercato di nicchia. A livello internazionale, l'incidenza del GNL sui volumi di gas scambiati è stata relativamente contenuta sino agli anni Novanta.

Nel corso dell'ultimo decennio gli scambi via nave hanno registrato tassi di incremento medi annui superiori al commercio tramite gasdotto; al 2004 i volumi commercializzati su scala globale hanno superato i 170 mld. Smc (contro i 73 mld. Smc dei primi anni Novanta). Le previsioni di sviluppo del settore indicano per il periodo 2005-2010 un'ulteriore accelerazione con l'inizio dell'operatività di nuovi terminali di liquefazione e rigasificazione.

I principali fattori di crescita del mercato del GNL si inseriscono in un più ampio mutamento nell'assetto complessivo del settore, in particolare:

- il miglioramento dell'efficienza e il considerevole abbattimento dei costi in tutti i segmenti della filiera;
- il graduale allontanamento dei mercati di produzione dai centri di consumo;
- la necessità di ampliare le fonti di approvvigionamento per garantire la sicurezza delle forniture in un contesto di crescente dipendenza dalle importazioni;
- la possibilità, grazie all'innovazione tecnologica, di sviluppare campi a gas ritenuti prima marginali; l'incremento del rischio politico in alcune aree strategiche per la costruzione dei gasdotti d'importazione (in particolare Medio Oriente ed ex Unione Sovietica).

In parallelo con queste linee programmatiche marciano le attività di progettazione dei terminali GNL, caratterizzate da una febbrile dinamica di scelte contrastanti – abbandoni, *joint ventures* e *new entries* – che lascia, però, immutata la capacità totale risultante nel caso che i diversi progetti vengano tutti realizzati (quasi 80 miliardi Smc/anno, compreso Panigaglia).

Nel repertorio dei progetti, comprensivo di quelli che sono in corso di elaborazione, ovvero sono alla soglia finale dell'*iter*, ovvero si avviano al processo autorizzativo, figurano:

- 1) il terminale *off-shore* nella provincia di Rovigo, promosso da Edison LNG, della capacità di 4,6 miliardi Smc/anno, di cui è stata autorizzata nel novembre 2004 (decreto 11 novembre 2004, n. 17282), l'espansione sino alla capacità di 8 miliardi Smc/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 2007, anche se potrebbero crearsi contenziosi e ritardi a causa delle opposizioni degli enti locali. Il gas verrà fornito da RasGas in virtù di un contratto di lunga durata (25 anni) sottoscritto da Edison;
- 2) il terminale nel porto di Brindisi, promosso da British Gas della capacità di 8 miliardi Smc/anno, in cui BG procede da sola dopo l'abbandono dell'ENEL¹⁵⁶. L'impianto è inserito tra le opere di interesse strategico di cui alla "legge obiettivo"

¹⁵⁶ Enel Trade, Società del gruppo Enel, ha ceduto a BG Group la sua partecipazione al 50% in Brindisi LNG, ottenendo la restituzione dei costi sostenuti per lo sviluppo del progetto a partire dalla data di acquisizione della partecipazione (maggio 2003). Il versamento dei costi, che ammontano a 44 milioni di euro, avverrà secondo modalità concordate anche in relazione alla effettiva realizzazione del progetto, mentre il contratto accoglie la clausola di "cliente preferenziale" a favore di ENEL Trade.

individuate con delibera CIPE in data 21 dicembre 2001. Nel giugno 2003 ENEL aveva acquisito una partecipazione del 50% in Brindisi LNG, la compagnia che realizzerà e gestirà il terminale, annunciando nel contempo di rinunciare ai tre progetti presentati (Vado, Muggia e Taranto); si è dovuto, in un secondo tempo, registrare il ritiro dell'ENEL dall'impresa. Tuttavia, a meno di eventuali contrasti ed ostacoli da parte degli Enti Locali che potrebbero ritardarne la realizzazione, l'impianto entrerà in funzione nel 2007, candidandosi a rifornire gli impianti di generazione elettrica basati sui cicli combinati a gas localizzati in Puglia;

- 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 Smc/anno, espandibili a 6, aveva ottenuto entrambe le valutazioni ambientali (d'impatto VIA e strategica VAS) positive da parte della Regione, mentre le Province di Pisa e Livorno manifestavano forti perplessità sul progetto. Nei primi giorni di settembre è stata finalmente raggiunta un'intesa¹⁵⁷ tra la Regione e i Comuni e le Province interessate per la realizzazione della piattaforma *off-shore*, sia pure soggetta a varie condizioni, tra le quali: lo spostamento dell'ancoraggio della piattaforma più a Sud, verso Livorno e lontano dalla foce dell'Arno; un impegno diretto della OLT Lng in un'opera di riqualificazione ambientale e completamento della via d'acqua di collegamento tra il canale dei Navicelli e l'Arno. 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;
- 4) il terminale *off-shore* di Rosignano: progetto presentato da Edison, associata a BP e Solvay, per un terminale da 3 miliardi Smc/anno all'interno del complesso industriale Solvay di Rosignano. La VIA nazionale è positiva; la VIA regionale ha avuto esito negativo. Il Comune di Rosignano ha richiesto modifiche al progetto;
- 5) i due progetti in concorrenza, confinanti, per la costruzione di un terminale (8-10 miliardi Smc) in Calabria, di cui:
 - i. uno nel Comune di Gioia Tauro, della Società Petrolifera Gioia Tauro, da 4 miliardi Smc/a, con possibilità di ampliamento fino a 8 Smc/anno;
 - ii. l'altro nel territorio del Comune di San Ferdinando, promosso dalla LNG Terminal, per una capacità di 6 Smc/anno, da portare eventualmente a 10 miliardi Smc/anno.

Per entrambi i progetti, a causa della nuova configurazione prevista per il porto di Gioia Tauro (apertura di una seconda bocca), è stato espresso parere negativo da parte del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, con richiesta di modifiche al progetto;

- 6) il terminale di Taranto, progetto promosso dalla spagnola *Gas Natural*, della capacità di 8 GSmc/anno; per il quale si è conclusa nel settembre 2004 la prima riunione della conferenza dei servizi e si è in attesa di VIA;
- 7) il progetto Zaule, promosso da *Gas Natural*, della capacità di 8 GSmc/anno, il cui procedimento, di competenza della regione Friuli Venezia Giulia, non è ancora iniziato;
- 8) il progetto di terminale *off-shore* di Monfalcone, promosso da *Endesa*, della capacità di 8 miliardi Sm/a, per il quale è stato già esaminato il progetto preliminare;
- 9) il progetto Porto Empedocle, promosso da Nuove Energie, della capacità di 8 GSmc/anno, il cui procedimento, di competenza della regione Sicilia, non è ancora iniziato;

¹⁵⁷ *Staffetta Quotidiana*, 7 settembre 2005.

10) Il terminale di Erg/Shell a Priolo-Augusta Melilli (8 miliardi Smc/anno).

Dei progetti elencati, i primi due (Rovigo e Brindisi) hanno già ottenuto l'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio. Gli altri progetti sono attualmente al vaglio del MAP e degli Organismi locali competenti per le valutazioni relative alla fattibilità delle opere.

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, al di fuori di una logica di mera segmentazione delle quote di mercato.

Per quanto riguarda il terminale di Rovigo, la società Edison LNG Srl ha presentato richiesta di esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi, per una quota della nuova capacità realizzata con il terminale di rigassificazione. Il ministero, su parere dell'Autorità (delibera 23 novembre 2004, n. 206), ha concesso l'esenzione per una quota pari all'80% della capacità del nuovo terminale, 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 presentato richiesta di esenzione dalla disciplina di accesso a terzi: il Ministero ha concesso 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.

La tabella 3.2.5 riassume i dati dei progetti presentati per la realizzazione dei nuovi terminali sulle coste italiane e lo stato attuale del loro *iter* autorizzativo.

Se questi progetti verranno realizzati, appare allora fondamentale, in una prospettiva di "offerta strutturale nazionale" che promette di raggiungere i 180 miliardi Smc/anno al traguardo 2010-2012¹⁵⁸, che alla articolazione della rete di trasporto italiana ed alla evoluzione del complessivo "sistema gas" presieda una ambiziosa strategia nazionale, quale può essere quella di attrezzare la penisola come *hub* Euro-Mediterraneo. Si deve aggiungere che il mercato, se sarà giunto a tal punto di maturazione, potrà generare fisiologicamente una competizione *gas-to-gas* che è il più alto risultato che ci si possa augurare a beneficio degli utenti¹⁵⁹. Anche a fronte di tale miraggio non si possono, tuttavia, sottovalutare tutte le ombre e le incertezze che ancora gravano proprio intorno al progetto di una evoluzione organica e coerente delle componenti del sistema gas.

Nel vuoto di ambizioni e di strategie, la "bolla" può diventare un rischio reale.

¹⁵⁸ È la somma delle capacità di importazione che derivano dal potenziamento dei gasdotti, dalla realizzazione di nuovi e dalla costruzione dei terminali di rigassificazione, analizzati in precedenza, nel 2010-12. Rispetto alle proiezioni per gli anni 2010-2012, si può cogliere un'eccedenza di 70-80 miliardi Smc.

¹⁵⁹ La competizione *gas to oil* è in atto, anche se mal gestita nel settore trasporti.

Tabella 3.2.5 - Stato dei progetti di terminali GLN presentati e autorizzati

PROGETTO	UBICAZIONE	SOCIETÀ	CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE G(m ³)/ANNO	STATO DELL'ITER AUTORIZZATIVO
Porto Levante Offshore	Porto Levante (Rovigo)	Edison LNG	Ampliamento fino a 8	Rilasciata (nov '04) autorizzazione MAP all'ampliamento
Brindisi	Brindisi	Brindisi LNG	8	Rilasciata (gen '03) autorizzazione MAP; progetto in discussione presso le autorità locali
Toscana Offshore	Al largo della costa tra Livorno e Marina di Pisa	OLT - Offshore LNG Terminal	3 (espandibili a 6)	Effettuata VAS Regione positiva (lug '04); VIA MATT positiva; parere contrario di Provincia e Comune di Pisa; in attesa esito da riunione Conferenza dei servizi
Rosignano	Rosignano Marittimo (Livorno)	Edison	3	Effettuata VAS Regione (lug '04); VIA Regione negativa; richiesta di modifiche al progetto da parte del Comune; VIA nazionale positiva; delibera negativa della giunta regionale in pendenza al TAR che non ha riconosciuto la sospensiva
Gioia Tauro ^(A)	Gioia Tauro (Reggio Calabria)	Società Petroliera Gioia Tauro	4,2 (espandibili a 8)	Conferenza dei servizi svolta (apr '03); VIA attivata da autorità portuale; parere negativo del Consiglio superiore dei lavori pubblici sul piano dell'autorità portuale con richiesta di modifiche al progetto; verbale della conferenza dei servizi impugnato al TAR per parere espresso dall'autorità portuale
San Ferdinando ^(A)	San Ferdinando (Reggio Calabria)	LNG Terminal	6 (espandibili a 12)	Conferenza dei servizi svolta (apr '03); richiesta di modifiche al progetto per renderlo compatibile con il potenziamento del porto di Gioia Tauro
Taranto	Taranto	Gas Natural	8	Prima riunione conferenza dei servizi (set '04); in attesa di VIA
Zaule	Zaule (Trieste)	Gas Natural	8	Competente è la Regione Friuli Venezia Giulia; procedimento da Iniziare
Trieste Offshore	Trieste	Endesa	8	Esaminato progetto preliminare
Porto Empedocle	Porto Empedocle (Agrigento)	Nuove Energie	8	Competente è la Regione Sicilia; procedimento iniziato

(A) Presentato (marzo 2005) un nuovo progetto unificato da parte della società LNG Med Gas Terminal nel porto di Gioia Tauro con capacità di 12 G(m³)/anno.

Fonte: Relazione Annuale 2005 - AEEG

3.2.6.3 Stoccaggio

Lo stoccaggio è usato in misura crescente per fini commerciali, in linea con le dinamiche e i *drivers* di mercato. I servizi speciali (o addizionali) sono aumentati molto in termini di offerta, mentre anno per anno aumenta il numero di soggetti che vi accede (oltre venti *shippers* nel 2004).

Il sistema di stoccaggio per l'anno termico 2004-2005 ha fornito complessivamente, ossia considerando nell'insieme i siti di stoccaggio gestiti dalle due imprese operanti – Stogit ed Edison Stoccaggio S.p.A – una disponibilità in termini di spazio per il *working gas* pari a circa 12,8 GSmc¹⁶⁰ comprendente, al momento del conferimento, la quota riservata allo stoccaggio strategico, pari a 5,1 GSmc.

La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione è stata, dunque, pari a circa 7,7 GSmc (tabella 3.2.6). La massima disponibilità di punta giornaliera in erogazione ha raggiunto circa 252 milioni Smc.

Rispetto all'anno termico precedente, lo spazio per il servizio di modulazione offerto dalla società Stogit nel 2005 è stato leggermente superiore (di circa 400 MSmc), aumento dovuto

¹⁶⁰ Relazione annuale AEEG sullo stato dei servizi e dell'attività svolta, 31 marzo 2005.

principalmente a ottimizzazioni del complesso degli stoccaggi e all'esercizio dello stoccaggio in sovrappressione in alcuni campi.

Tabella 3.2.6 - Conferimenti di capacità di stoccaggio relativi al servizio di modulazione ciclica

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2003-2004		ANNO TERMICO 2004-2005	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ)
Stogit	23	272.728.158 ^(A)	29	289.060.000 ^(A)
Edison Stoccaggio	5	9.602.374	5	8.859.424 + 952.500 (non garantito)

(A) Per il sistema di stoccaggi Stogit il PCS di riferimento è 38,7 MJ/m³ standard nel 2003-2004 e 37,8 nel 2004-2005.

Fonte: Relazione Annuale 2005 - AEEG

In capo alla Stogit sono attualmente operativi 8 siti di stoccaggio (Brugherio, Cortemaggiore, Ripalta, Sergnano, Settala, Minerbio, Sabbioncello e San Salvo). Il programma dei lavori per le nuove concessioni che riguardano: Alfonsine (agosto 1999, ad Eni); Bordolano (novembre 2001); - estensione dello stoccaggio di San Salvo; risulta attualmente sospeso, in attesa dell'esito dell'appello al Consiglio di Stato promosso da Stogit contro la sentenza del TAR Lombardia che ha confermato la remunerazione tariffaria stabilita dall'Autorità per il primo periodo regolatorio. È, inoltre, sospesa per un quadriennio l'attività di stoccaggio per il livello A della concessione di Cortemaggiore, per permettere l'effettuazione di verifiche minerarie.

Le capacità in termini di volumi di *working gas* messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2004-2005 sono state pari a circa 268 MSmc, con i campi di Cellino e Collalto.

Nel corso del trascorso anno termico il sistema del gas è stato duramente messo alla prova da condizioni climatiche particolarmente avverse, in particolare nel periodo fine febbraio-inizio marzo 2005, ed ha visto applicare, in ultima istanza, il ricorso allo stoccaggio strategico da parte di alcune imprese.

In applicazione di quanto stabilito dalla procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale, approvata con decreto del Ministero delle Attività Produttive del 25 giugno 2004, il 24 gennaio 2005 è stato dichiarato lo stato di "emergenza climatica".

Nel corso dell'emergenza climatica sono state applicate alcune misure, quali la massimizzazione delle importazioni e l'interruzione delle forniture con contratto "interrompibile". Lo stato di emergenza è cessato il 15 marzo.

Lo svasso complessivo durante l'ultimo ciclo termico invernale, ha raggiunto il 15 marzo il volume cumulativo di circa 8,5 GSmc, con un prelievo dallo stoccaggio strategico di 880 milioni Smc, corrispondenti al 17% circa della capacità volumetrica della riserva nazionale.

Il Ministero delle Attività Produttive, congiuntamente all'AEEG, ha avviato una indagine conoscitiva sugli eventi dell'inverno 2004-2005, istituendo una "Commissione di verifica e segnalazione del sistema gas" al fine di accertare comportamenti ed eventuali responsabilità degli utenti e degli operatori del sistema gas, e di individuare proposte migliorative.

Per quanto riguarda i progetti di nuovi siti di stoccaggio, la tabella 3.2.7 riassume lo *status* dell'assegnazione delle concessioni da parte del Ministero delle Attività Produttive, comprendente i siti selezionati dal Ministero per la conversione a stoccaggio nel 2001 (Cotignola-San Potito ad Edison Stoccaggi, Cornegliano a Confservizi Internazionali, Serra Pizzuta e Cugno le Macine a Geogas, per complessivi 2,3 GSmc) che potranno entrare in servizio a regime non prima di 7-8 anni. Delle predette assegnazioni, tre (Cotignola-San Potito, Serra Pizzuta e Cugno le Macine) sono oggetto di ricorso al TAR Lazio da parte degli esclusi. Per tutte e quattro deve ancora essere eseguita la procedura di *screening* ambientale di competenza del Ministero dell'Ambiente.

È stata inoltre accolta, da parte del MAP, l'istanza di stoccaggio in acquifero presentata da Independent Gas Management per il sito di Rivara.

Per l'anno termico 2005-2006 è stata conferita capacità continua di modulazione¹⁶¹ per 7,8 GSmc in termini di volume, e per 214 MSmc/giorno in termini di disponibilità di punta all'inizio dello svuotamento. Sono rimaste insoddisfatte richieste per ulteriori 2,2 GSmc di spazio, e 94 MSmc/giorno di disponibilità di punta.

Con decreto 26 agosto 2005, il Ministro delle Attività Produttive ha approvato il Disciplinare tipo delle concessioni di stoccaggio, decreto che stabilisce le procedure per il conferimento di nuove concessioni di stoccaggio e le modalità amministrative di esercizio delle attività.

Tabella 3.2.7 - Istanze di concessione di stoccaggio. Dicembre 2004

DENOMINAZIONE ISTANZA	TIPOLOGIA	CAPACITÀ NOMINALE M(m ³)	REGIONE	PROV.	STATO ISTRUTTORIA
Alfonsine	Giacimento	1.550	Emilia Romagna	RA	Assegnato a Stogit
Bordolano	Giacimento	1.440	Lombardia	CR	Assegnato a Stogit
Rivara	Acquifero	3.000	Emilia Romagna	MO-BO	Assegnato a Independent Gas Management per 5 anni - VIA da fare
Canton	Acquifero	1.500	Veneto	VE	Sospesa (in attesa esito Rivara)
Colle Tronco	Acquifero	80	Lazio	FR	Rigettata
Cornegliano	Giacimento	590-1.010	Lombardia	LO	Accolta - VIA da fare
Cotignola	Giacimento	380	Emilia Romagna	RA	Assegnata a Edison Stoccaggio-VIA da fare
San Potito	Giacimento	260			
Cugno Le Macine	Giacimento	420	Basilicata	MT	Assegnato a Geogas - VIA da fare
Serra Pizzuta	Giacimento	100/180			

Fonte: Relazione Annuale 2005 - AEEG

3.2.7 Tariffe

3.2.7.1 Tariffe di trasporto e dispacciamento

Nel definire la struttura tariffaria per l'attività di trasporto l'AEEG, in analogia al modello inglese¹⁶², ha adottato per la rete nazionale di gasdotti un meccanismo *entry-exit*¹⁶³, che prevede corrispettivi differenziati per i vari punti in ingresso ed in uscita della rete (tabella 3.2.8). L'attuale struttura tariffaria incentiva il massimo utilizzo della capacità attraverso l'aggiornamento, secondo

¹⁶¹ Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Parlamento e al Governo in materia di stoccaggi sotterranei di gas naturale (3 agosto 2005).

¹⁶² Per una trattazione più esaustiva si rimanda al REA 2004, Par. 3.2.3 Prezzi.

¹⁶³ La tariffa di trasporto è costituita dalle seguenti componenti:

- una componente relativa alla capacità prenotata all'entrata (CPE) e all'uscita (CPu) della rete nazionale (tariffa *entry exit*);
- una componente relativa alla capacità collegata al punto di riconsegna dalla rete regionale di trasporto (CRr) (tariffa francobollo per le distanze superiori ai 15 km e proporzionale alla distanza sui primi 15 km);
- una componente *commodity* in relazione ai volumi trasportati (CV);
- una componente fissa per ciascun punto di riconsegna (CF).

un meccanismo di *price cap*, della componente *commodity* della tariffa (il corrispettivo variabile CV), calcolata con riferimento al 30% dei ricavi complessivi riconosciuti per l'attività di trasporto (tabella 3.2.9): fissata la tariffa, le imprese di trasporto hanno pertanto l'interesse ad aumentare i flussi trasportati che si traducono in maggiori ricavi.

Nell'anno termico 2004-2005, rispetto al precedente, la tariffa complessiva ha presentato un aumento medio nominale dell'1,9%, corrispondente in termini reali a una riduzione dello 0,6%, tenuto conto di un tasso di inflazione del 2,5%¹⁶⁴.

A partire dal 1 ottobre 2005 decorre la regolazione tariffaria del secondo periodo. A tal riguardo L'AEEG ha approvato, con delibera n. 179/05 del 4 agosto 2005, le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il secondo periodo di regolazione, a seguito del processo di consultazione avviato nel maggio del 2005. L'Autorità ha unitamente definito i criteri per le tariffe di rigasificazione del gas naturale liquefatto (GNL importabile via nave) per il secondo periodo regolatorio (1 ottobre 2005 - 30 settembre 2008).

Il nuovo sistema tariffario per il trasporto, basato come negli scorsi quattro anni sul metodo dell' "entry-exit", si articola su corrispettivi applicati alla capacità impegnata nei punti di entrata nei gasdotti nazionali e nei punti di uscita, e su un corrispettivo per la capacità impegnata sulla rete regionale del tipo "francobollo", con sconti per chi preleva il gas a meno di 15 km dalla rete nazionale. A questi corrispettivi di capacità si affianca un corrispettivo variabile applicato ai volumi di gas movimentati.

¹⁶⁴ Relazione annuale AEEG sullo stato dei servizi e dell'attività svolta, 31 marzo 2005.

Tabella 3.2.8 - Tariffa di trasporto e dispacciamento: corrispettivi unitari di capacità sulla rete nazionale in Euro/a/Smc/g. Anno termico 2004-2005.

Anno termico 2004-2005; €/a/m ³ standard/g					
CPE – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA					
5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione					
Mazara del Vallo	1,945701	Tarvisio	0,643004		
Gela	1,781302	Gorizia	0,446232		
Passo Gries	0,334000				
1 punto dall'impianto di rigassificazione GNL					
Panigaglia	0,469023				
2 punti dagli stoccaggi					
Stoccaggi Stogit, Edison T&S	0,169867				
68 punti dai principali campi di produzione nazionali o dai loro centri di raccolta e trattamento					
Bordolano, Casteggio, Caviaga, Cornegliano, Corte-Colombarola, Fornovo, Leno, Ovanengo, Piacenza est, Piacenza ovest, Pontetidone, Quarto, Romanengo, Settala, Soresina, Trecate	0,059549	Alfonsine, Casalborsetti, Certaldo, Correggio, Cotignola, Manara, Montenevoso, Muzza, Pomposa, Ravenna Mare, San Potito, Santerno, Scandiano, Spilamberto, Tresigallo-Sabbioncello, Vittorio Veneto-S. Antonio-S. Andrea	0,175502		
Calderasi - Monteverde, Ferrandina, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	0,681442	Larino, Fonte Filippo, Poggiofiorito, Reggente, San Salvo - Cupello, Santo Stefano Mare	0,451709		
Rubicone	0,122429	Falconara, Fano	0,395888		
Carassai, Cellino, Fontevecchia, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Benedetto del Tronto, San Giorgio Mare, Settefinestre - Passatempo	0,546694	Candela, Masseria Spavento, Roseto - Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,484837		
Crotone, Hera Lacinia, Lavinia	1,441566	Bronte, Gagliano, Mazara - Lippone, Noto	1,543449		
CPU – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
3 punti di interconnessione con le esportazioni					
Gorizia	0,587749	Repubblica di San Marino	0,491873		
Bizzarone	0,896149				
17 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Friuli-Venezia Giulia	A	0,587749	Romagna	I	0,491873
Trentino-Alto Adige e Veneto	B	0,694011	Umbria	L	0,410508
Lombardia orientale	C	0,769463	Marche e Abruzzo	M	0,435380
Lombardia occidentale	D	0,896149	Lazio	N	0,460310
Nord Piemonte	E1	1,098287	Basilicata e Puglia	O	0,537870
Sud Piemonte e Liguria	E2	0,896149	Campania	P	0,335732
Emilia e Liguria	F	0,694011	Calabria	Q	0,335732
Basso Veneto	G	0,601473	Sicilia	R	0,133594
Toscana e Lazio	H	0,605234			

Fonte: Relazione Annuale 2005 - AEEG

Tabella 3.2.9 - Tariffe di trasporto e dispacciamento: corrispettivo fisso e corrispettivi *commodity*

Anno termico 2004-2005			
CORRISPETTIVO FISSO CF ^(A) (€/a)	1° LIVELLO	2° LIVELLO	3° LIVELLO
Edison T&S e SGM	31,498577	2.175,738828	5.267,070173
Snam Rete Gas	3.148,536826	7.871,392869	17.853,190420
Retragas	654,000000	34.352,000000	-
CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI (€/GJ)			
CV		0,164529	
CVP		0,011736	
(A) La definizione dei livelli è in funzione di una serie di parametri, tra cui vi possono essere il consumo annuo del punto di riconsegna, la tipologia di catena di misura, i metri cubi prelevati, la tipologia degli apparati di misura o il metodo di acquisizione dei dati di misura.			

Fonte: Relazione Annuale 2005 - AEEG

3.2.7.2 Tariffa di stoccaggio

L'AEEG ha esentato dalla regolazione tariffaria l'offerta di servizi diversi dallo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione stagionale, allo scopo di fornire un incentivo per lo sviluppo di servizi innovativi, e anche in considerazione del fatto che si tratta di servizi potenzialmente in concorrenza con altre fonti di flessibilità (flessibilità dell'import, ricorso a forniture interrompibili, PSV).

Nel corso degli ultimi anni l'offerta di servizi cosiddetti speciali¹⁶⁵, è andata aumentando in misura sensibile.

Le imprese che gestiscono campi di stoccaggio non ancora a regime (al di sotto del 90% della pressione originaria, come quelli attualmente gestiti da Edison Stoccaggio SpA) e quelle che avviano le attività di stoccaggio in nuovi campi, o in nuovi livelli geologici, sono sottratte al vincolo tariffario, al fine di incentivare l'entrata in funzione di nuovi giacimenti e di tipologie innovative di servizio.

I criteri per la definizione delle tariffe si basano sul riconoscimento dei costi, del capitale netto investito e di un rendimento medio ponderato reale dell'8,33%.

La tariffa di stoccaggio di modulazione, di stoccaggio minerario e di stoccaggio strategico è costituita da: un corrispettivo unitario di spazio, un corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera, un corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione. A ciò si aggiunge un corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas detenuto dall'impresa di stoccaggio ai fini dello stoccaggio strategico.

¹⁶⁵ Sono stati offerti servizi di "modulazione aciclica", che prevedono la possibilità di iniettare o prelevare gas da stoccaggio su base continuativa nel corso dell'anno, quindi anche in controflusso rispetto alle fasi "stagionali" di iniezione e di prelievo dal sito di stoccaggio.

In conseguenza al meccanismo di aggiornamento, tenuto conto dell'inflazione e del recupero di produttività fissato dall'Autorità, pari al 2,75% annuo, le tariffe di Stogit per l'anno 2004-2005 sono diminuite rispetto all'anno termico precedente dello 0,25%¹⁶⁶.

Anche per lo stoccaggio è stato avviato, da parte dell'AEEG, un procedimento, con delibera n. 78/05 per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di stoccaggio di gas naturale per il secondo periodo di regolazione.

3.2.7.3 Tariffa di distribuzione

L'Autorità ha diffuso alla fine di luglio 2004 il documento per la consultazione "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione del gas naturale nel secondo periodo di regolazione". In tale documento si è svolta un'analisi delle strutture tariffarie applicate nel corso del primo periodo di regolazione, che ha messo in evidenza una notevole disomogeneità delle strutture tariffarie utilizzate dalle imprese di distribuzione. In esito alla consultazione si è adottata la delibera 29 settembre 2004, n. 170, che ha innovato la struttura delle tariffe di distribuzione del gas naturale sotto numerosi profili: in primis, la riduzione della variabilità tariffaria, ottenuta per mezzo dell'introduzione di un'articolazione tariffaria di base omogenea per tutto il territorio nazionale, composta da una quota fissa unica di 30 euro/cliente/anno e da una quota variabile, da applicare su sette "scaglioni" di consumo. La tariffa di distribuzione di ogni singolo ambito¹⁶⁷ si ottiene applicando alle quote variabili della tariffa nazionale di riferimento un coefficiente di ambito, definito in funzione del vincolo sui ricavi e dei ricavi convenzionali, a loro volta determinati applicando la tariffa nazionale al numero dei clienti e ai volumi di gas venduto nell'ambito.

¹⁶⁶ Relazione annuale AEEG sullo stato dei servizi e dell'attività svolta, 31 marzo 2005.

¹⁶⁷ Ambito tariffario: È l'ambito di determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione, costituito dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione. Ciascun ambito può comprendere più Comuni.

3.3 IL CARBONE

3.3.1 Produzione

L'unica risorsa carbonifera italiana è concentrata nel bacino del Sulcis Iglesiente, localizzato nella Sardegna sud-occidentale. Si tratta di un deposito di carbone sub-bituminoso di età Eocenica, costituito da numerosi strati di carbone, con potenze variabili da pochi centimetri a qualche metro, intercalati a calcari, marne, argille carboniose ed arenarie. L'attuale area di interesse minerario, che ricopre solo una limitata parte del bacino (circa 20 km²) contiene, in base alle più recenti stime sulle riserve coltivabili nelle attuali condizioni, oltre 57 milioni di tonnellate di carbone mercantile¹⁶⁸ con potere calorifico maggiore di 5000 kcal/kg ed elevato contenuto di ceneri e zolfo.

Il bacino carbonifero, le cui attività estrattive erano state sospese nel 1972, è stato riattivato nel 1997 nel quadro del Piano di disinquinamento del territorio Sulcis Iglesiente. In particolare, con DPCM del 30.1.90, il territorio del Sulcis Iglesiente è stato dichiarato "area ad elevato rischio di crisi ambientale" in relazione all'elevata concentrazione di impianti industriali ed energetici. Il relativo piano di disinquinamento e risanamento, approvato con il DPCM del 23.4.93 ed attuato con successivo DPR del 28.1.94, prevede fondamentalmente due piani di azione:

- interventi sugli impianti industriali esistenti, finalizzati ad un adeguamento dei limiti di emissioni nell'ambiente ed al ripristino di specifiche situazioni di degrado;
- promozione dello sviluppo congiunto minerario ed energetico del Sulcis Iglesiente.

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 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.

¹⁶⁸ 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 (attualmente circa 48 €/t).

3.3.2 Importazione

L'Italia importa via mare circa il 99% del totale del proprio fabbisogno di carbone ed esso viaggia, per la metà, su navi *bulk carrier* della flotta italiana, composta da circa 60 imbarcazioni con una capacità complessiva di carico superiore ai 4,6 milioni di tonnellate. Per quanto riguarda le provenienze, esse sono molto diversificate in relazione alla qualità ed agli impieghi dei carboni richiesti dal sistema industriale nazionale: i principali Paesi sono gli USA, il Sud Africa, l'Australia, l'Indonesia e la Colombia, con quote significative provenienti anche dal Canada, dalla Cina, dalla Russia e dal Venezuela.

Le importazioni totali di combustibili solidi fossili sono aumentate dell'16% circa, passando dai 22,1 milioni di tonnellate del 2003 ai 25,7 milioni di tonnellate del 2004: il contributo maggiore è derivato dal carbone da vapore, mentre c'è stato un recupero del carbone da coke (tabella 3.3.1).

Tabella 3.3.1 - Importazioni di carbone per Paese di provenienza. Anno 2004 (t)

Paese	Carbone da coke	Coke metallurgico	Carbone da vapore	Lignite	Altri	Totale carboni	Coke di petrolio
Australia	2.000.414	42.494	1.077.348	0	0	3.120.256	0
Bosnia-Erzegovina	0	18.748	0	0	0	18.748	
Canada	649.291	0	261.480	0	0	910.771	0
Cina	0	661.436	483.196	0	0	1.144.632	0
Colombia	0	0	2.922.558	0	0	2.922.558	0
Egitto	0	110.744	0	0	0	110.744	0
Francia	0	24	0	0	560	584	3.531
Germania	0	0	202	8.599	500	9.301	0
Giappone	0	79.984	0	0	0	79.984	0
Indonesia	0	0	5.866.823	0	0	5.866.823	0
Polonia	0	0	119.000	0	0	119.000	0
Regno Unito	0	0	0	0	0	0	72
Russia	0	6.275	1.786.930	0	108.315	1.901.520	0
Siria	0	0	0	0	0	0	36.075
Slovenia	0	0	5.646	0	0	5.646	0
Sud Africa	165.144	0	5.736.574	0	0	5.901.718	0
Ucraina	0	18.397	201.581	0	165.265	385.243	0
USA	2.259.574	148.807	60.000	0	0	2.477.539	1.828.998
Venezuela	0	0	788.083	0	0	788.083	633.505
Totale anno 2004	5.074.423	1.086.909	19.309.421	8.599	283.798	25.763.150	2.502.181
Totale anno 2003	4.686.703	1.575.404	15.826.212	8.347	51.532	22.148.198	2.107.511
Variaz. % 04/03	8	-31	22	3	450	16	18

Fonte: Bollettino Petrolifero, MAP

3.3.3 Esportazione

Nel 2004 si è registrata in Italia una limitata attività di esportazione di combustibili solidi, poco più di 460.000 tonnellate (contro 262.188 tonnellate nel 2003), di cui circa 307.000 tonnellate indirizzate verso i Paesi UE ed il resto verso Paesi terzi, da ascrivere per oltre il 53% al flusso di coke metallurgico. Nella tabella 3.3.2 è illustrato il quadro completo delle esportazioni italiane di carboni per Paese di destinazione.

Tabella 3.3.2 - Esportazioni per Paese di destinazione. Anno 2004 (t)

Paese	Carbone da coke	Coke metallurgico	Carbone da vapore	Lignite	Altri	Totale carboni	Coke di petrolio
Austria	0	21.277	0	0	0	21.277	0
Croazia	0	0	55.118	0	0	55.118	9.443
Francia	0	67.180	0	0	5.942	73.122	34.877
Germania	0	66.778	0	0	20.554	87.332	0
Grecia	0	3.401	0	0	0	3.401	37.970
Israele	0	165	0	0	0	165	0
Libano	0	440	0	0	0	440	0
Polonia	0	3.471	0	0	0	3.471	0
Regno Unito	0	22.716	0	0	0	22.716	0
Siria	0	62	0	0	0	62	0
Slovenia	0	8.223	0	0	0	8.223	0
Spagna	0	0	0	0	22.755	22.755	0
Svizzera	0	9.576	0	0	0	9.576	0
Tunisia	0	0	0	0	0	0	4.000
Turchia	0	0	0	0	0	0	25.367
Altri	0	40.868	0	0	0	40.868	0
Totale anno 2004	0	244.157	55.118	0	49.251	348.526	111.657
Totale anno 2003	0	165.138	0	0	35.794	200.932	61.256
Variaz. % 04/03	0	47	-	0	37	73	82

Fonte: Bollettino Petrolifero, MAP

3.3.4 Prezzi

Il 2004, così come il 2003, è stato ancora caratterizzato da forti rialzi dei prezzi internazionali del carbone, con punte che hanno toccato anche i 70 \$/t *fob* (franco frontiera nazionale) intorno alla metà dell'anno, a causa sia del favorevole andamento della domanda sia di alcuni problemi produttivi. La tendenza si è arrestata nella seconda metà dell'anno, con un assestamento intorno ai 60 \$/t entro la fine dell'anno. In particolare le quotazioni dell'Ara *cif* (comprensivo di spese di trasporto ed assicurazione) sono continuate a crescere superando più volte gli 80 \$/t nella seconda metà del 2004. Questa differenza rispetto ai prezzi *fob* si può spiegare con l'aumento dei noli marittimi, che sono praticamente triplicati negli ultimi anni a causa della scarsità del naviglio. Il prolungamento di tale tendenza potrebbe ridurre in prospettiva in maniera significativa la competitività del carbone rispetto agli altri combustibili fossili.

I nuovi livelli di prezzo dovrebbero mantenersi ancora per un certo periodo di tempo, fino a suscitare un aumento dell'offerta in grado di fronteggiare l'attuale fase di aumento significativo della domanda determinata in particolare dall'Asia, dove la crescita dell'economia cinese ha dato luogo a forti tensioni sul mercato del carbone. Tutti gli analisti infatti sono d'accordo nell'attribuire notevole rilevanza all'Asia per il mercato del carbone, al punto da condizionare attualmente anche il

mercato atlantico. Ad esempio, nei primi 5 mesi del 2005 le importazioni di carbone della Cina sono aumentate a circa 10 milioni di tonnellate, che rappresentano quasi il 60% in più rispetto allo stesso periodo del 2004 ed i consumi dovrebbero aumentare ancora più velocemente nella seconda metà del 2005.

Nonostante i forti aumenti verificatisi negli ultimi due anni, il carbone è considerato ancora la fonte più conveniente per l'alimentazione elettrica, in quanto gli aumenti non hanno influito in maniera significativa sul prezzo finale dell'energia elettrica, essendo la gran parte degli approvvigionamenti regolata da contratti di fornitura a lungo termine stipulati prima dei rialzi registrati. In una prospettiva di medio-lungo periodo è innegabile tuttavia che 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.

3.3.5 Tecnologie

Allo scopo di aumentare la compatibilità ambientale e l'efficienza delle varie fasi del ciclo del carbone, sono state avviate da tempo in tutti i maggiori Paesi numerose iniziative di ricerca, sviluppo e dimostrazione a livello internazionale nel quadro delle cosiddette "tecnologie pulite del carbone", che riguardano soprattutto la combustione. Per maggiori dettagli sullo stato e le prospettive delle tecnologie pulite del carbone si rimanda al *box* seguente relativo alla seconda Conferenza Internazionale sulle Tecnologie pulite del Carbone, che si è svolta dal 9 al 12 maggio 2005 a Cagliari, organizzata da Sotacarbo e da IEA Clean Coal Centre (l'Agenzia della IEA preposta alla promozione delle tecnologie pulite del carbone), nel corso della quale oltre 200 ricercatori di tutto il mondo hanno fatto il punto sui risultati raggiunti nello sviluppo delle tecnologie.

Second International Conference on Clean Coal Technologies for our Future Cagliari, 10-12 maggio 2005

Le sessioni tematiche

Tecnologie avanzate di combustione del carbone

Sono stati presentati i risultati conseguiti nel settore degli impianti **ultrasupercritici** (USC), in particolare il progetto europeo *Advanced 700 °C PF Power Plant (AD 700)* che vede impegnate le principali imprese europee del settore elettrico, quali: Alstom Power, Elsam, VGB, Babcock, CESI, ENEL, Ansaldo. In particolare sono stati identificati i materiali destinati ad operare alle temperature del vapore di 700 °C e i cicli termodinamici di riferimento, ed è stato definito il progetto dei generatori di vapore con ridotti quantitativi di superleghe. Il nuovo progetto comunitario COMTES 700 sta per essere avviato per la realizzazione di *test facility* a 700 °C, con la partecipazione anche di EDF, ELECTRABEL, Elsam Kraft, EnBW Kraftwerke, ENERGI E2, E.ON Energie, PPC, RWE Power e Vattenfall Europe Generation. Si spera che anche nel 7° PQ-UE si possano individuare risorse per finanziare lo sviluppo della tecnologia.

Cattura e confinamento della CO₂

Questo processo è ritenuto fondamentale per garantire un futuro al carbone, nella prospettiva di doversi confrontare con i vincoli sempre più stringenti imposti dal Protocollo di Kyoto sul cambiamento climatico.

La **Germania** ha presentato un programma molto impegnativo su questa problematica, a seguito dell'adesione nel 2004 al Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) e dell'avvio del programma federale di R&S COORETEC, finalizzato sia al contrasto del cambiamento climatico che alla competitività dell'industria tedesca. Tra l'altro, con la prevista uscita dal nucleare, entro il 2025 è previsto un ricambio del parco elettrico tedesco di ben 80 GW e quindi la necessità di individuare nuove tecnologie per lo sfruttamento del carbone (che pesa attualmente per circa il 53% nel mix elettrico tedesco) diventa evidente.

Le italiane INGV, Sotacarbo e Carbosulcis hanno presentato il progetto **ECBM** (Enhanced Coal Bed Methane come evoluzione di tecniche CBM) per il recupero del metano dai giacimenti di carbone del Sulcis con impiego di CO₂.

La fase di pre-fattibilità è iniziata nel dicembre 2004 sulla base delle esperienze maturate dall'INGV nel progetto canadese Weyburn di sequestro della CO₂. Se tale fase sarà positiva, è prevista una fase pilota di sperimentazione sul campo.

Gassificazione del carbone

Numerosi ed interessanti sono stati i lavori presentati in questo settore, a testimonianza del forte interesse internazionale su questa tecnologia che, ad opinione di quasi tutti gli esperti, costituisce la principale opzione futura per un impiego ambientalmente compatibile del carbone, anche nella prospettiva di un ricorso alla cattura ed al sequestro della CO₂. Da segnalare in particolare:

- l'impianto pilota di gassificazione a due stadi dell'**Università di Cagliari**, che verrà utilizzato nell'ambito del progetto finanziato dal MIUR di prossimo avvio presso il centro di ricerca Sotacarbo di Carbonia;
- la spagnola **ELCOGAS** ha presentato i risultati dell'esercizio dell'impianto a ciclo combinato con gassificazione del carbone (IGCC) di Puertollano da 355 MW; dopo una serie di malfunzionamenti iniziali l'impianto ha ripreso a marciare regolarmente, fino ad arrivare alla produzione di 1595 GWh nel 2002. In futuro è prevista la realizzazione di un nuovo impianto IGCC nell'ambito del programma comunitario CARNOT che potrà utilizzare i dati di esercizio accumulati e di un impianto pilota per la produzione di 2.500 mc/h di idrogeno da uno *stream* di gas di sintesi derivato (progetto **HYCOAL**);
- **Ansaldo Ricerche**, insieme ad alcune società di ricerca USA, ha presentato un nuovo progetto di gassificazione dell'antracite da realizzarsi in Pennsylvania (USA), sulla base dell'esperienza maturata sul prototipo di gassificatore monostadio carbone/biomasse installato a Genova ed operante già da alcuni anni.

Co-combustione di carbone con biomasse, rifiuti ed altri combustibili

Questa sessione è stata caratterizzata da un significativo numero di lavori sia di valenza scientifica che industriale, provenienti da Germania, Olanda, Grecia, Danimarca, Repubblica Ceca, a testimonianza del forte interesse internazionale all'impiego congiunto di carbone e residui solidi che possono essere utilizzati energeticamente con le stesse tecnologie. A livello italiano si segnala il progetto italiano presentato dalla **Sotacarbo** per un termovalorizzatore a letto fluido circolante da 12 MW da realizzarsi nella zona del Sulcis-Iglesiente, anche con impiego del carbone Sulcis.

Idrogeno e combustibili puliti

Sotacarbo ha presentato il progetto di ricerca finanziato dal MIUR che prevede la produzione di idrogeno e di altri combustibili puliti dalla gassificazione del carbone, con cattura della CO₂. Il progetto prevede la partecipazione anche di ENEA, Ansaldo Ricerche ed Università di Cagliari. Di rilievo anche un progetto giapponese di produzione di idrogeno dalla gassificazione catalitica di Hyper-coal (carbone *ash-free*).

Tecnologie "zero-emission"

Sono stati presentati dalla IEA e dal Canada interessanti scenari "zero-emission" con impiego diffuso del carbone. A livello italiano, l'**ENEA** ha presentato il programma di ricerca **ZECOMIX** per la produzione di idrogeno dal carbone con processo innovativo, mentre il **CNR** ha aggiornato i presenti sugli avanzamenti dei cicli a combustione esterna (EFCC – Externally Fired Combined Cycles) alimentati a carbone, sui quali l'Italia negli ultimi anni ha investito molto soprattutto per lo sviluppo dei materiali ceramici degli scambiatori di calore.

Programmi nazionali

Queste sono le strategie di sviluppo delle tecnologie pulite del carbone in alcuni Paesi.

USA

- Nel breve termine verrà mantenuto in esercizio il parco termoelettrico a carbone attuale e si preparerà la transizione verso il futuro "*near-zero-emission*", con interventi sul controllo degli inquinanti (SO_x, NO_x, Hg), sull'ottimizzazione degli impianti e la riduzione della CO₂;
- nel lungo termine dovrà essere implementata la strategia "*zero-emission*" negli impianti, con materiali avanzati e sequestro della CO₂: il passaggio fondamentale sarà la costruzione dell'impianto **FutureGen** da 256 MW per la produzione di energia e idrogeno dal carbone, con sequestro della CO₂.

Giappone

- Si punta sul ciclo IGCC () come tecnologia-chiave, ma si mantiene un osservatorio anche sui cicli ibridi e sull'ultrasupercritico;
- è prevista la prima commercializzazione dell'IGCC entro il 2015, fino ad arrivare a rendimenti > 65% nel 2030;
- in parallelo si svilupperà la fase dimostrativa del sequestro della CO₂, anche nell'ambito della cooperazione CSLF, per avviare dopo il 2030 la strategia zero-emission.

Australia

- Nell'ambito del programma COAL21 sono previste le seguenti linee:
 - essiccazione della lignite;
 - IGCC + cattura della CO₂ (in avvio la fase dimostrativa);
 - stoccaggio geologico della CO₂ (in fase pilota);
 - combustione *oxyfuel*.

Cina

- Le previsioni della IEA parlano di nuovi ordinativi in impianti termoelettrici entro il 2020 pari a 720 GW, ad un tasso che dopo il 2011 si assesterà a circa 20-25 impianti da 600 MW da realizzarsi ogni anno;
- sulle nuove tecnologie sono previste collaborazioni con vari Paesi, ma al momento è difficile fare previsioni sulla diffusione delle tecnologie *zero-emission* in Cina.

Unione Europea

Si prevedono investimenti in impianti a carbone nel mondo entro il 2030, pari a 1450 miliardi di € (su un totale di investimenti nel settore elettrico di 3600); di questo mercato è ragionevole pensare che il 50% possa essere intercettato dalle imprese europee, ma occorre un particolare sforzo tecnologico, in quanto al momento la UE non ha uno scenario di lungo termine sulle Clean Coal Technologies. In estrema sintesi questo è il posizionamento europeo nel settore:

- nell'ultrasupercritico (USC) vi è un buon margine di vantaggio accumulato grazie agli investimenti effettuati dai paesi del Nord Europa ed ai programmi di R&S finanziati dalla Commissione, finalizzati a raggiungere i 700 °C;
- nel settore dei letti fluidi vi è un limitato interesse ad unità di piccola taglia (300 MW) destinate alle *utilities*;
- nel settore della gassificazione (IGCC) si è scontata la scarsa affidabilità iniziale dell'impianto di Puertollano che è stato recentemente rilanciato; c'è interesse in prospettiva a realizzare un impianto comunitario integrato carbone-idrogeno-sequestro CO₂ sul tipo del FutureGen USA.

Non vi è al momento una tecnologia "vincente", ma è necessario un impegno di R&S ampio e diversificato, valutando eventualmente approcci tecnologici differenti in relazione alle peculiarità delle varie aree geografiche ed ai loro vantaggi competitivi. Ultrasupercritico (USC) e gasificazione (IGCC) sono al momento le tecnologie più accreditate e sulle quali si stanno concentrando gli investimenti in R&S internazionali, ma le incertezze legate alle attività di R&S rendono ancora difficile per entrambe una valutazione attendibile dei costi di investimento e di gestione. In particolare lo sfruttamento commerciale dell'IGCC con sequestro della CO₂ (*zero-emission*) richiederà ancora almeno 15-20 anni e la politica degli investimenti non potrà prescindere dal ruolo di India e Cina, dove si concentrerà la maggior parte delle nuove realizzazioni; in tal senso un ruolo fondamentale avranno la World Bank e gli altri organismi finanziari internazionali nel sostenere adeguatamente politiche di sviluppo ambientalmente compatibili.

Il sistema della ricerca italiano ha un buon posizionamento internazionale, dimostrando di essere pronto a cogliere tutti gli spunti più innovativi provenienti a livello internazionale (idrogeno, CO₂, *clean-up*, co-combustione); l'industria italiana è ben posizionata nel settore dell'ultrasupercritico, partecipando ai principali programmi europei di ricerca: in tal senso la realizzazione dell'impianto ENEL di Civitavecchia potrebbe fornire una buona base di partenza anche per l'industria dell'impiantistica energetica. Relativamente alla gassificazione, è importante riuscire ad inserirsi nelle principali iniziative che si stanno avviando a livello internazionale, in particolare il progetto FutureGen USA ed il futuro progetto dimostrativo europeo HYPOGEN.

A livello strategico la protezione del clima chiama quindi il carbone ad un forte riposizionamento nel lungo termine, che non potrà che passare attraverso lo sviluppo di tecnologie ancora più efficienti, la cattura ed il sequestro della CO₂ prodotta, la produzione integrata di idrogeno ed energia elettrica, in quanto verrebbe ridimensionata la produzione di CO₂ che rappresenta il principale punto di debolezza nel confronto competitivo con le altre fonti; esiste tuttavia un recente studio della Stazione Sperimentale per i Combustibili, nel quale si prendono in considerazione non soltanto le emissioni nella fase di combustione ma anche quelle nella precombustione, che ha messo in evidenza come il rapporto tra le emissioni complessive di gas

serra nell'intero ciclo di vita gas naturale/carbone risulta pari a 1:1,3, attraverso l'impiego delle migliori tecnologie disponibili per la produzione di energia.

L'impiego pulito del carbone potrebbe inoltre beneficiare delle iniziative avviate nel settore delle tecnologie per la cattura ed il sequestro dell'anidride carbonica, che risulta anche fortemente complementare a quello della produzione di idrogeno come vettore energetico. In particolare, come già illustrato nei precedenti Rapporti, l'Italia ha aderito al “*Carbon Sequestration Leadership Forum*” (CSLF), un'iniziativa di collaborazione internazionale di tipo multilaterale promossa dagli Stati Uniti per finalizzare e concentrare gli sforzi per lo sviluppo di tecnologie per la cattura ed il sequestro dell'anidride carbonica.

3.3.6 Organizzazione industriale del mercato

Nel 2004 è proseguita la tendenza alla crescita dei consumi di combustibili solidi che, con 17,1 Mtep (+11,7% rispetto al 2003) hanno contribuito per l'8,7% alla copertura del fabbisogno energetico nazionale. In particolare, gli impieghi in termoelettrica hanno evidenziato una crescita significativa: in base ai dati forniti dal GRTN, sono stati prodotti complessivamente in Italia oltre 45 miliardi di kWh da combustibili solidi, con una crescita rispetto all'anno precedente dell'ordine del 17% e con un consumo superiore ai 17 milioni di tonnellate. A tale incremento hanno contribuito in particolare l'accordo tra Endesa Italia e gli Enti Locali, che ha permesso alla centrale di Fiume Santo in Sardegna di utilizzare carbone in sostituzione dell'orimulsion a partire dal gennaio 2004, ed un maggiore utilizzo di carbone in alcune centrali (Brindisi in particolare).

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 a fine 2004 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.

Se il progetto di riconversione a carbone da 1980 MW della centrale ENEL Produzione di Torvaldaliga Nord (Civitavecchia), attualmente alimentata ad olio combustibile, è ormai entrato nella fase esecutiva con lo smantellamento di uno dei quattro vecchi gruppi a olio combustibile, il progetto di riconversione della centrale di Rossano Calabro è stato definitivamente abbandonato a causa delle opposizioni locali. È stato invece avviato l'iter autorizzativo per la riconversione a carbone della centrale di Porto Tolle in provincia di Rovigo, composta da quattro gruppi ad olio combustibile da 660 MW. È prevista a regime una produzione 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. Nella tabella 3.3.3 è sinteticamente illustrata la situazione delle centrali a carbone in esercizio o di prossimo avvio.

Tabella 3.3.3 - Situazione relativa alle centrali a carbone in esercizio

Centrale	Potenza (MW)	Operatore	Note
Sulcis	340	ENEL Produzione	A letto fluido (prossimo avvio)
La Spezia	600	ENEL Produzione	3° gruppo policombustibile
Brindisi Sud	4x660	ENEL Produzione	
Marghera	2x70	ENEL Produzione	
Bastardo	2x75	ENEL Produzione	
Fusina	2x320	ENEL Produzione	È previsto l'impiego anche di CDR
Brindisi Nord	3x320	EDIPOWER	Solo 2 gruppi in esercizio
Monfalcone	165+171	ENDESA ITALIA	Altri 2 gruppi da 320 MW a olio combustibile
Fiume Santo	2x320	ENDESA ITALIA	Riconvertiti da orimulsion
Vado Ligure	2x330	TIRRENO POWER	

Per quanto riguarda la situazione del bacino carbonifero del Sulcis, come anticipato nel paragrafo 3.3.1, 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 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. Gli elementi che verranno presi in esame per l'assegnazione della concessione sono:

- massimizzazione del rendimento energetico;
- minimizzazione delle emissioni, con impiego di tecnologia idonea, in forma di gassificazione, ciclo supercritico o altro equivalente;
- contenimento dei tempi di esecuzione del progetto;
- presentazione di un piano industriale per lo sfruttamento della miniera e la realizzazione e l'esercizio della centrale elettrica;
- definizione e promozione di un programma di attività finalizzato alle tecnologie di impiego del carbone ad emissione zero.

3.4 L'ENERGIA ELETTRICA

3.4.1 L'offerta

La richiesta di energia elettrica sulla rete italiana è stata nel 2004 di 325.357 GWh, l'1,5% in più rispetto all'anno precedente. L'incremento è inferiore a quello corrispondente dell'anno 2003 (3,2%), in quanto l'economia è rimasta sui medesimi livelli dell'anno precedente, mentre a causa delle condizioni atmosferiche più favorevoli, soprattutto in estate, le temperature più basse hanno fatto sì che ci fosse un minore utilizzo degli impianti di climatizzazione.

Nella tabella 3.4.1 è rappresentato il dettaglio del bilancio dell'energia elettrica con le relative variazioni percentuali rispetto al 2003.

Tabella 3.4.1 - Bilancio dell'energia elettrica in Italia (GWh). Anni 2004-2003

	2004	2003	Variazione % 2004/03
Produzione idrica lorda	49.908	44.277	12,7
Produzione termica lorda	246.125	242.784	1,4
Produzione geotermica lorda	5.437	5.341	1,8
Produzione eolica e fotovoltaica lorda	1.851	1.463	26,5
Totale produzione lorda	303.321	293.865	3,2
Consumi servizi ausiliari	13.299	13.682	-2,8
Totale produzione netta	290.023	280.183	3,5
Energia destinata ai pompaggi	10.300	10.492	-1,8
Produzione netta destinata al consumo	279.722	269.691	3,7
Importazioni	46.426	51.486	-9,8
Esportazione	-791	-518	52,6
Richiesta totale Italia	325.357	320.659	1,5
Perdite	20.868	20.870	0,0
Totale consumi	304.490	299.789	1,6

Fonte: GRTN

Il 50,3 % dell'energia elettrica è stata assorbita dal settore industriale, il 26,1% dal settore terziario, il 21,9 % da quello domestico e l'1,7% dal settore agricolo.

La richiesta è stata soddisfatta per l'86% con produzione nazionale, che è cresciuta del 3,2% rispetto all'anno precedente, e per il 14% dal saldo fra *import* ed *export* con l'estero, inferiore del 10,5% al valore del 2003.

La produzione lorda nazionale proviene per il 16,5% da fonte idrica, l'81,1% da quella termica e il 2,4% da geotermica e rinnovabili (escluse le biomasse). La provenienza da fonte termica è aumentata rispetto al 2003 del 1,4%, mentre le maggiori piogge del 2004 hanno fatto incrementare la produzione idrica del 12,7%. L'energia da fonte eolica e fotovoltaica ha subito un notevole incremento (+26,5%), ma rimane comunque modesto (0,14%) il contributo di questo incremento al fabbisogno totale. L'energia geotermica è aumentata dell'1,8%.

La potenza netta disponibile installata a dicembre 2004 è stata di 81.512 MW, con un aumento di circa 3.263 MW (+4,2%) rispetto al 2003. Nella tabella 3.4.2 è riportata la potenza netta installata per tipologia di impianto nel 2004 e nel 2003. Da essa si può ricavare che la potenza degli impianti termoelettrici è aumentata di 2.943 MW, mentre quella eolica e fotovoltaica si è incrementata di 258 MW, che corrispondono a circa 29 punti percentuali rispetto all'anno precedente.

Sul fronte della potenza richiesta sulla rete, invece, il 16 dicembre del 2004 si è registrato un nuovo record con il valore di 53.606 MW, che risulta essere di poco più alto (0,4%) del massimo raggiunto nel 2003.

Tabella 3.4.2 - Potenza netta installata. Anni 2003 e 2004

	2004	2003	Variazione	
	MW	MW	MW	%
Potenza idrica netta	20.744	20.660	84	0,4
Potenza termica netta	58.990	56.047	2.943	5,3
Potenza geotermica netta	642	665	-23	-3,5
Potenza eolica e fotovoltaica netta	1.135	877	258	29,4
Totale potenza netta produzione nazionale	81.512	78.249	3.263	4,2

Fonte GRTN

Anche nel periodo estivo si è verificato un nuovo massimo, ed in particolare il 23 luglio 2004 si è raggiunto un picco di potenza pari a 53.507 MW, superiore dello 0,8% rispetto a quello dell'anno precedente. I due picchi, quello invernale e quello estivo, sono ancora più vicini tra loro di quelli verificatesi nel 2003.

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 2004, contrariamente al 2003, tale da non creare alcun problema per soddisfare la domanda come si può riscontrare dalla tabella 3.4.3.

Tabella 3.4.3 - Potenza elettrica alle punta invernale ed estiva. Anni 2003 e 2004

	Inverno			Estate		
	10-dic-03	16-dic-04	differenza	17-lug-03	23-lug-04	differenza
	MW	MW	%	MW	MW	%
Fabbisogno	53.403	53.606	0,4	53.105	53.507	0,8
Potenza disponibile	59.184	61.751	4,3	54.391	60.058	10,4
Riserva	5.781	8.145	40,9	1.286	6.551	409,4
Margine di riserva	9,8%	13,2%		2,4%	10,9%	

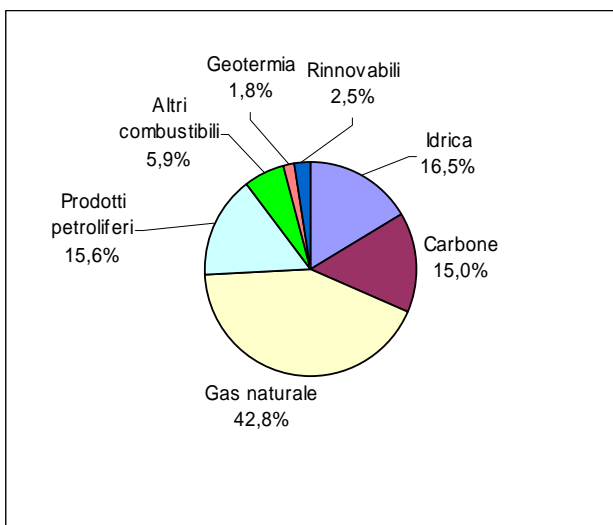
Fonte: GRTN

Secondo il GRTN, nel 2004 sono stati recuperati circa 5.700 MW in più rispetto al picco estivo del 2003, di cui circa 2.500 MW provenienti da una migliore distribuzione delle manutenzioni nell'arco dell'anno, 2.000 MW da nuovi impianti o riattivazioni di alcuni posti in precedenza in arresto di lunga durata, 900 MW dalla maggiore produzione degli impianti idroelettrici. Un contributo a questa maggiore disponibilità di potenza è principalmente dovuto alla remunerazione della capacità disponibile (*capacity payment*) introdotto nel 2003.

3.4.2 Gli impianti termoelettrici ed i combustibili

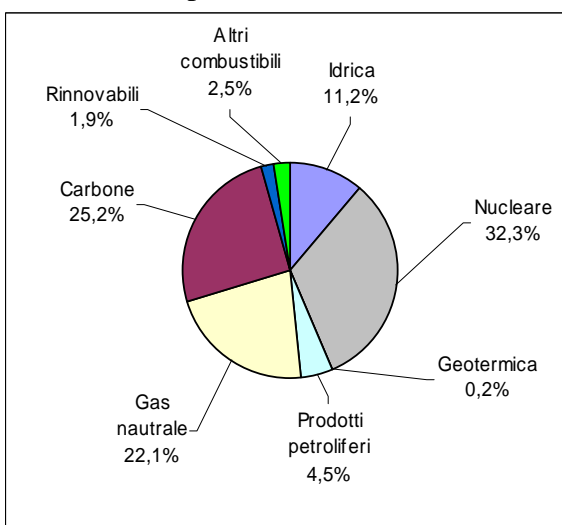
Il mix dei combustibili e delle altre fonti utilizzati nell'anno 2004 per la produzione di energia elettrica è riportato in figura 3.4.1. Nel 2004 il combustibile utilizzato maggiormente è stato il metano (42,3%), a conferma della tendenza che vede questa fonte utilizzata sia nei nuovi impianti che nei vecchi in sostituzione dell'olio combustibile. I prodotti petroliferi ed il carbone sono stati utilizzati in eguale misura. Nella voce "altri combustibili", che costituisce il 6,2%, sono inclusi i gas di acciaieria d'altoforno e di cokeria, i gas residui da processi chimici, il catrame. Nelle fonti rinnovabili sono incluse, insieme all'eolico e al fotovoltaico, anche le biomasse. La fonte idrica, con il 16,5%, risulta essere nel 2004 la fonte più utilizzata dopo il metano.

Figura 3.4.1 - Produzione di energia elettrica per fonte in Italia. Anno 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

Figura 3.4.2 - Produzione di energia elettrica per fonte in Europa. Anno 2004

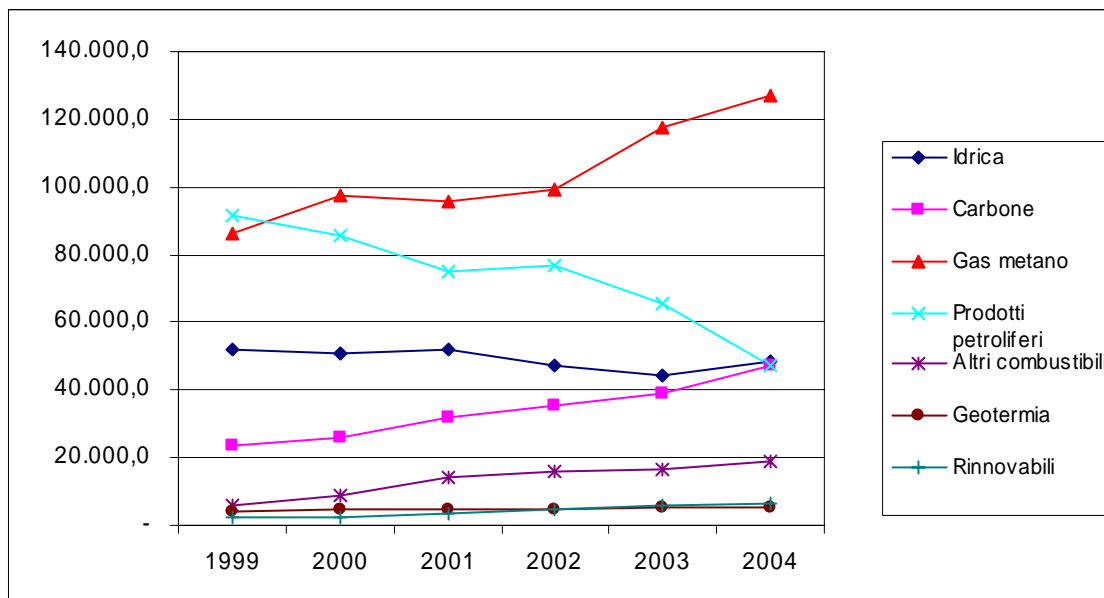


Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

Dai valori di cui sopra si ricava che il 64,3% di energia elettrica proviene da idrocarburi. Tale percentuale, pur essendo inferiore a quella del 2003 (67,9%) rimane sempre molto alta e rende il costo dell'energia elettrica fortemente dipendente dall'andamento del mercato del greggio, dei cambi e anche da eventuali tensioni politiche nelle aree di produzione.

Dalla figura 3.4.3, invece, si può ricavare il *trend* di ciascuna fonte dal 1999 al 2004. Dal grafico si può notare il forte incremento di utilizzo del gas metano relativo soprattutto agli ultimi due anni, il forte decremento dei prodotti petroliferi che dal 1999 al 2004 è stato quasi del 50%, il lento ma costante incremento dell'utilizzo del carbone.

Figura 3.4.3 - Produzione energia elettrica per fonte (GWh). Anni 1999-2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

Per completare il quadro legato ai combustibili, in figura 3.4.2 sono presentati i valori medi delle percentuali di utilizzo dell'Unione Europea. In Europa si può osservare un maggiore equilibrio nell'utilizzo delle varie fonti. Risalta in forte evidenza il minore ricorso agli idrocarburi a vantaggio del carbone e del nucleare.

La produzione di energia elettrica proveniente da impianti termoelettrici suddivisa per tipologia di impianto e combustibile nell'anno 2004 è riportata in tabella 3.4.4¹⁶⁹.

Nel 2004 la produzione degli impianti termoelettrici costituisce l'81,1% della produzione nazionale; il 53,6% proviene da impianti che producono solo energia elettrica, circa il 27,5% da impianti di cogenerazione (produzione combinata di energia elettrica e calore). L'energia elettrica prodotta dai primi proviene per la maggior parte da impianti a vapore a condensazione, il 13,8% è costituito da moderni cicli combinati, il 6,3% da impianti potenziati alimentati prevalentemente a gas naturale ed infine un 1,3% è prodotto da impianti con turbine a gas e motori a combustione interna.

La produzione in cogenerazione è in massima parte realizzata da impianti a ciclo combinato. Le altre tecnologie hanno un utilizzo minore rispetto alla precedente.

¹⁶⁹I dati sono stati ricavati dalle tabelle 31, 32 del paragrafo "Produzione" dei Dati statistici 2004 del GRTN. Si fa notare che tra il totale dell'energia elettrica prodotta presentato in tabella 3.4.4 e il totale della produzione di energia elettrica termica lorda di tabella 3.4.1 c'è una differenza 949,6 GWh. Tale differenza è imputabile alla voce "altre fonti di energia" non considerata nella tabella 32 del GRTN.

Tabella 3.4.4 - Produzione lorda di energia termoelettrica e relativi rendimenti medi in Italia. Anno 2004

	Carbone		Gas naturale		Gas derivati		Prodotti petroliferi		Altri solidi		Altri gassosi		Energia elettrica totale	Percentuale rispetto alla produzione lorda italiana
	Energia elettrica prodotta	Consumo specifico medio	Energia elettrica prodotta	Consumo specifico medio	Energia elettrica prodotta	Consumo specifico medio	Energia elettrica prodotta	Consumo specifico medio	Energia elettrica prodotta	Consumo specifico medio	Energia elettrica prodotta	Consumo specifico medio		
	GWh	kcal/kWh	GWh	kcal/kWh	GWh	kcal/kWh	GWh	kcal/kWh	GWh	kcal/kWh	GWh	kcal/kWh		
A) Impianti con solo produzione di energia elettrica														
motori a c.i.			250	2.387	25	2.276	266	2.335	27	9.958	998	2.550	1.567	0,5%
turbine a gas			2.245	2.363			69	2.537			49	3.308	2.363	0,8%
vapore condensazione	44.987	2.336	13.502	1.986	1.493	2.500	35.676	2.257	1.765	4.502			97.424	32,2%
ciclo combinato			41.575	1.578			1,4	1.804	13	3.556			41.589	13,8%
ripotenziato			16.641	1.994			2.462,7	2.214					19.104	6,3%
Totale A	44.987		74.213		1.518		38.475		1.805		1.048		162.046	53,6%
B) Impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore														
motori a c.i.			1.517	1.420	164	1.271	104	1.801	51	1.500	84	2.073	1.919	0,6%
turbine a gas			4.877	1.477			510	1.538			-		5.387	1,8%
ciclo combinato			45.178	2.012	3.484	1.960	1.904	1.817	10.722	1.488	1	3.039	61.288	20,3%
vapore a contropressione	531	1.431	2.213	1.186	21	980	1.491	1.150	1.132	2.284	26	1.724	5.414	1,8%
vapore condens. e spill.			1.775	2.057	195	3.137	4.769	2.125	2.287	2.753	95	1.700	9.122	3,0%
Totale B	531		55.559		3.864		8.778		14.192		206		83.130	27,5%
Totale (A + B)	45.518		129.772		5.382		47.253		15.998		1.254		245.176	81,1%

Fonte: GRTN

3.4.3 La rete di trasmissione nazionale

La rete di trasmissione nazionale (RTN) trasporta l'energia elettrica prodotta dalle centrali italiane e quella proveniente dall'estero nelle diverse zone del Paese.

La RTN è costituita da 9.960 km di linee ad a 380 kV e 11.579 km di linee a 220 kV e da 44.979 km da 150 e 120 kV.

La rete AAT è piuttosto ramificata al Nord con una densità di 93 m/km², meno al Centro (densità 65 m/km²) ancora meno al Sud e nelle Isole (densità 54 m/km²).

Ci sono 16 linee di interconnessione con l'estero: 4 con la Francia; 8 con la Svizzera; 2 con la Slovenia ed 1 con l'Austria e con la Grecia (cavo in corrente continua). La potenza massima in inverno e l'energia elettrica importata nell'anno 2004 è riportata nella tabella 3.4.5.

Tabella 3.4.5 - Linee di trasmissione con l'estero. Potenza massima in inverno ed energia elettrica importata. Anno 2004

Paese	Numero linee	Potenza (MW)	Energia elettrica importata (GWh)
Francia	4	2.650	17.229
Svizzera	8	3.850	19.987
Austria	1	220	1.626
Slovenia	2	430	6.164
Grecia	1	100	1.418
TOTALE		6.550	46.426

Fonte: GRTN

Il GRTN ha suddiviso il Paese in aree territoriali collegate tra di loro dalla RTN che permette di trasferire energia elettrica da una zona all'altra in funzione della domanda e offerta locali. Il limite di potenza trasferibile tra aree contigue è riportato in tabella 3.4.6. Oltre questo limite, al momento, non è possibile andare e questo costituisce una minaccia per la sicurezza della fornitura di energia elettrica nelle varie zone.

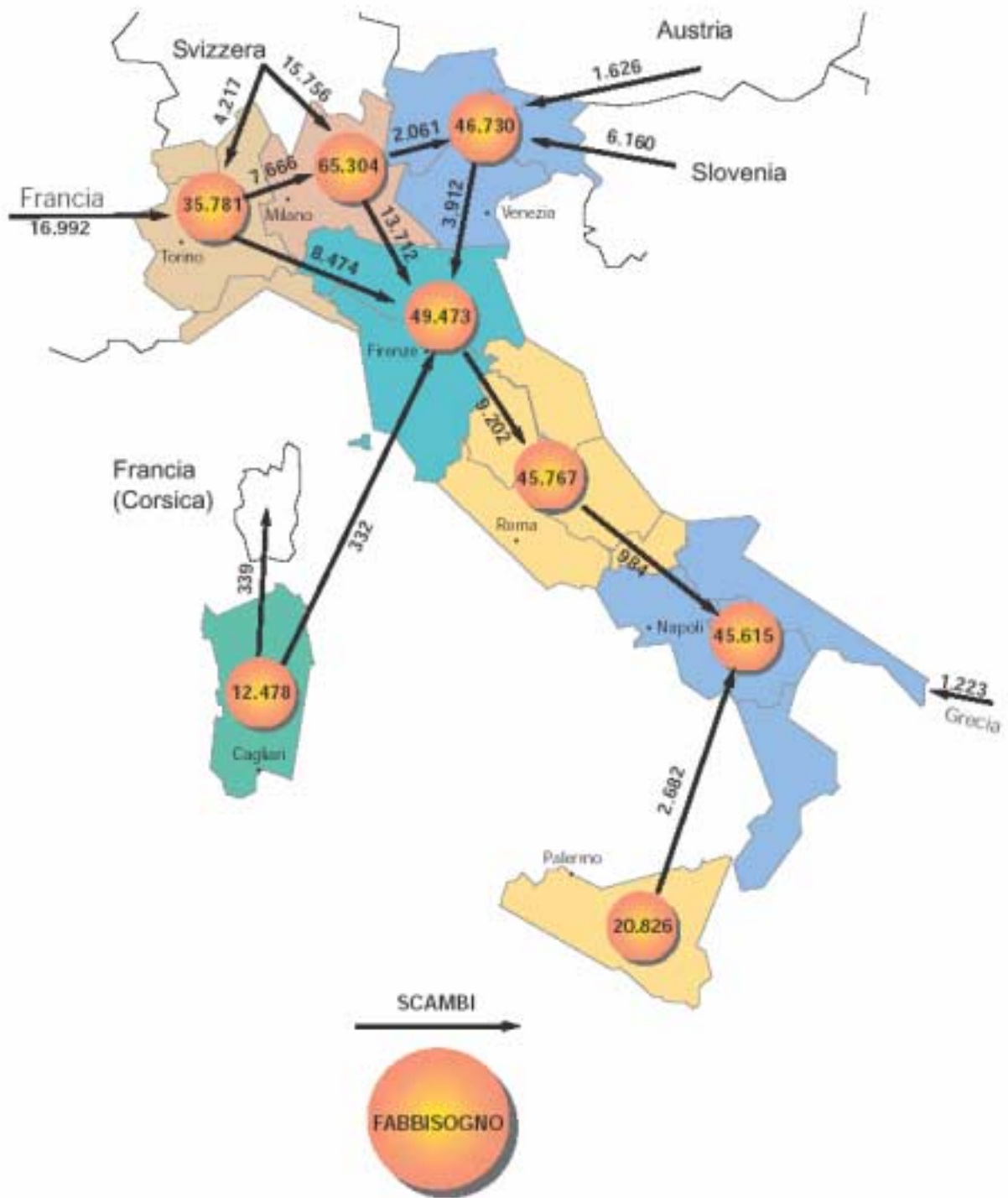
Tabella 3.4.6 - Limiti di capacità di trasporto a rete integra. Anno 2004

Area Territoriale	Inverno	Estate
	MW	MW
Nord - Firenze	4.800	4.600
Firenze - Roma	2.300	2.100
Roma - Napoli	2.200	2.200
Palermo - Napoli	600	600
Firenze - Cagliari	300	300

Fonte: GRTN

Il saldo dei movimenti di energia sul territorio nazionale e tra Italia e estero nel 2004 è riportato nella figura 3.4.4. Dagli scambi si evince che a causa della penuria di potenza di alcune zone del Paese grandi quantità di energia devono essere trasferite dall'estero e tra aree diverse sfruttando la rete al massimo della sua capacità.

Figura 3.4.4 - Saldo movimenti fisici di energia (GWh). Anno 2004



Fonte: GRTN

Nel periodo aprile 2004 marzo 2005 il GRTN ha iniziato ad intraprendere parte degli interventi previsti dal Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale 2004.

In particolare gli interventi realizzati hanno riguardato l'incremento di circa 150 km di elettrodotti della RTN e l'aumento della capacità di trasformazione di circa 1.770 MVA.

Tra gli interventi di cui sopra merita di essere evidenziato quello riguardante l'elettrodotto di interconnessione con la Svizzera a 380 kV, S. Fiorano-Robbia di 42 km.

Il GRTN inoltre ha aggiornato il Piano di Sviluppo della Rete al 2005. Gli interventi programmati nel Piano di Sviluppo 2005 permetteranno di aumentare la consistenza della RTN per oltre 3.100 km di nuovi elettrodotti e 57 nuove stazioni elettriche, incrementando la capacità di trasformazione di 15.000 MVA. Con l'attuazione delle attività previste nel Piano di Sviluppo 2005 si stima che la capacità di importazione alla frontiera settentrionale potrà raggiungere un valore di circa 8.500-10.000 MW e sarà possibile ridurre vincoli di produzione esistenti o potenziali per circa 3.500-6.500 MW.

Nelle tabelle 3.4.7 e 3.4.8 è riportato il riepilogo delle attività previste nel Piano di Sviluppo.

Tabella 3.4.7 - Riepilogo interventi su RTN nel breve-medio-lungo termine

	Nuove Stazioni (NS)	NS per connessioni centrali	Incremento potenza di trasformazione	Incremento linee
	n.	n.	MVA	km
Interventi a breve-medio termine	38	19	12.100	2.720
Interventi a medio-lungo termine	19	5	3.150	400
Complessivo	57	24	15.250	3.120

Fonte: GRTN

Tabella 3.4.8 - Riepilogo interventi sulla RTN suddiviso per livelli di tensione

	380 kV	220 kV	120-150 kV	Totale
Nuove stazioni (n.)	28	6	23	57
Breve-medio termine	20	3	15	38
Medio-lungo termine	8	3	8	19
Potenza trasformazione (MVA)	12.050	3.200	0	15.250
Breve-medio termine	9.050	3.050	0	12.100
Medio-lungo termine	3.000	150	0	3.150
Elettrodotti (km)	3.100	-1.000	1.020	3.120
Breve-medio termine	2.500	-450	670	2.720
Medio-lungo termine	600	-550	350	400

Fonte: GRTN

Infine è importante ricordare che è ancora in fase di attuazione il DPCM del 11 maggio 2004 riguardante l'assetto proprietario e gestionale della RTN.

La rete è per il 90% di proprietà della TERNA SpA e per il resto in mano ad altre società private. Ai proprietari della rete era affidato il compito della manutenzione e della realizzazione degli interventi di sviluppo, al GRTN era affidata la gestione dell'attività di trasmissione dell'energia elettrica.

Il DPCM ha disposto l'unificazione di gestione e proprietà della rete elettrica di trasmissione (quota parte di TERNA) che dovrà avvenire entro il 31 ottobre 2005 con la cessione o il conferimento da parte del GRTN a Terna delle attività di gestione. Invece il GRTN mantiene le altre attività non strettamente legate alla gestione. Il soggetto risultante dall'unificazione è stato privatizzato e i nuovi azionisti dovranno garantire la tutela delle caratteristiche di servizio di pubblica utilità delle attività svolte. Inoltre nessuna società che opera nel settore della produzione, vendita, o importazione dell'energia elettrica potrà detenere più del 20% del capitale della nuova società.

3.4.4 L'impatto ambientale

Le principali emissioni in atmosfera provenienti da impianti termoelettrici di produzione di energia elettrica sono: anidride carbonica (CO₂), ossidi di zolfo (SO_x), ossidi di azoto (NO_x) e polveri. I dati quantitativi più recenti relativi a questi inquinanti diffusi dall'APAT e riferiti al 2003 sono riportati in tabella 3.4.9. I valori non comprendono le emissioni di impianti siti in raffinerie e stabilimenti siderurgici.

Tabella 3.4.9 - Emissioni in atmosfera da parte degli impianti termoelettrici di produzione di energia elettrica. Anno 2003

Inquinante	Quantità sistema elettrico	Quantità totale	Percentuale rispetto al totale
	t	t	%
CO ₂	128.129.254	487.281.898	26,3%
NO _x	110.138	1.259.579	8,7%
SO _x	170.184	506.169	33,6%
COVNM	4.343	1.475.699	0,3%
CO	29.824	4.486.212	0,7%
N ₂ O	6.002	141.393	4,2%
NH ₃	178	423.768	0,0%
PM10	6.000	172.710	3,5%

Fonte: APAT

Nella tabella sono riportati anche i dati nazionali relativi alle emissioni e il rapporto percentuale dei dati del settore elettrico rispetto a quelli nazionali. Secondo le valutazioni APAT, nel 2003, il settore elettrico ha prodotto il 26,3% delle emissioni nazionali di CO₂, l'8,7% di quelle di NO_x, il 33,6% di quelle di SO_x. Dalle percentuali appare chiaro come il contributo del settore elettrico sia rilevante soprattutto per i gas a effetto serra e gli ossidi di zolfo, esso ha quindi un ruolo importante nel conseguimento degli obiettivi di riduzione di questi inquinanti stabiliti dal Protocollo di Kyoto entrato in vigore dal 16 febbraio 2005.

Nella tabella 3.4.10 sono invece riportati i valori della sola anidride carbonica emessa da tutti gli impianti di produzione di energia elettrica ivi compresi quelli siderurgici e le raffinerie. È riportato anche il valore medio di anidride carbonica emessa per kWh prodotto nel caso si consideri solo la produzione termoelettrica e nel caso si consideri tutta l'energia elettrica prodotta compresa quindi quella proveniente dalle fonti rinnovabili.

Tabella 3.4.10 - Serie storica dei valori di emissione di CO₂ per kWh prodotto

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003
Produzione elettrica lorda (TWh)	216,9	214,5	265,7	276,6	279	284,4	293,9
CO₂ totale emessa (Mt)	124,2	132,9	133,4	140,5	138	144,5	145,7
Emissione specifica (g CO₂/kWh produzione termoelettrica lorda)	696	680	643	645	639	637	614
Emissione specifica (g CO₂/kWh produzione elettrica lorda)	572	550	501	508	495	508	494

Fonte: APAT

Dalla tabella si può vedere che, sebbene i valori di emissione specifica vadano diminuendo, la produzione totale di CO₂ va aumentando a causa dell'incremento della produzione elettrica.

Inoltre dal 1 gennaio 2005 è diventata operativa la direttiva europea 2003/87 del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità. Il fine della direttiva è quello di promuovere la riduzione delle emissioni di gas serra secondo criteri di validità in termini di costi e di efficienza economica.

La direttiva obbliga, a partire dalla data di cui sopra, i gestori degli impianti assoggettati (essenzialmente quelli relativi a settori ad alto consumo di energia) ad essere autorizzati alle emissioni di gas serra. Tra gli impianti coinvolti ci sono gli impianti di combustione con una potenza termica di oltre 20 MW, in altre parole la maggior parte degli impianti termoelettrici.

In ogni Paese della UE, l'ente competente (in Italia il Ministero dell'Ambiente, di concerto con il MAP) deve assegnare ad ogni impianto un certo numero di quote e l'impianto potrà emettere nel periodo di riferimento un quantitativo di gas serra corrispondente. Coloro che non rientreranno nei valori assegnati potranno acquistare i quantitativi necessari sul mercato nazionale, europeo e di Paesi terzi che hanno sottoscritto il Protocollo di Kyoto.

I quantitativi assegnati per le diverse tipologie di impianto e quindi anche per il settore termoelettrico sono stati definiti dal Ministero dell'Ambiente nel documento denominato "Integrazione al Piano di Assegnazione dell'Italia (PAN)" emesso il 24 febbraio 2005 di cui riportiamo una sintesi nella tabella 3.4.11; in esso sono stabilite anche le quote per singolo impianto soggetto alla direttiva.

Tabella 3.4.11 - Quote assegnate alle attività regolamentate dalla direttiva 2003/87. Anni 2005-2006-2007

	2005	2006	2007
	Mt CO ₂	Mt CO ₂	Mt CO ₂
Attività energetiche	178,18	179,14	184,56
Termoelettrico cogenerativo e non	135,94	136,71	141,93
Altri impianti di combustione	16,18	16,37	16,57
compressione metanodotti	0,6	0,63	0,66
Teleriscaldamento	1,52	1,59	1,66
Altro	14,06	14,15	14,25
Raffinazione	26,06	26,06	26,06
Produzione e trasformazione metalli ferrosi	20,21	20,39	20,58
Industria dei prodotti minerali	39,89	40,67	41,46
Cemento	26,88	27,4	27,92
Calce	3,26	3,32	3,39
Vetro	3,25	3,33	3,41
Prodotti ceramici	2,9	2,96	3,02
Laterizi	3,6	3,66	3,72
Altre attività	5,46	5,61	5,76
Pasta per carta/carta e cartoni	5,46	5,61	5,76
Totale (escluse emissioni da gas residui)	243,74	245,81	252,36
Emissioni da gas residui	8,17	8,17	8,17
Totale	251,91	253,98	260,53

Fonte: MATT

I criteri adottati per la definizione del piano nazionale, afferma il documento, tengono conto che:

- l'assegnazione dei permessi di emissione dovrà riconoscere che il sistema industriale italiano ha già realizzato negli ultimi venti anni interventi strutturali per aumentare l'efficienza energetica;
- dovranno essere salvaguardate la competitività delle imprese italiane e la sicurezza energetica dell'Italia, in particolare per quanto riguarda la priorità nazionale rappresentata dall'esigenza di colmare il "gap" tra domanda ed offerta interna di energia elettrica;
- le imprese italiane potranno utilizzare, al fine di rispettare il proprio *budget*, i crediti di emissione e di carbonio generati attraverso progetti di *Joint Implementation* e *Clean Development Mechanism*;
- il 25 maggio 2005 la Commissione Europea ha chiesto una riduzione del 9% delle emissioni totali riportate sul piano, ma su questa richiesta l'Italia deve ancora pronunciarsi.

Sempre in tema ambientale, il 18 febbraio 2005 è stato emesso il decreto legislativo n. 59 che sostituisce il vecchio 372/99 e recepisce integralmente la direttiva comunitaria 96/61/CE denominata IPPC (*Integrated Pollution Prevention and Control*) sulla prevenzione ed il controllo integrati dell'inquinamento. Tale decreto prevede, per alcune tipologie di attività, misure intese ad evitare oppure, qualora non sia possibile, ridurre le emissioni nell'aria nell'acqua e nel suolo, comprese quelle relative ai rifiuti, al fine di conseguire un livello elevato di protezione dell'ambiente nel suo complesso. Tra le attività prese in considerazione dalla IPPC figurano anche quelle energetiche ed in particolare gli impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW ovvero la maggior parte degli impianti di produzione termoelettrica. La novità introdotta dalla IPPC, e di conseguenza dal decreto 59/05, è quella di considerare gli aspetti inquinanti di un impianto nel suo insieme e non separatamente come avveniva in passato, tanto è vero che si parla di autorizzazione integrata ambientale (AIA) che dovrà essere richiesta da tutti gli impianti sia nuovi che vecchi.

Questi ultimi, infatti, dovranno rinnovare le autorizzazioni ottenute in passato. Secondo la delibera le misure per prevenire l'inquinamento devono in particolare tener conto dell'uso delle "migliori tecniche disponibili" (*Best Available Techniques*, BAT). In pratica il gestore di una centrale termoelettrica, che rientra nel campo di applicazione della direttiva, dovrà valutare la prestazione ambientale dell'installazione rispetto ai valori ottenibili con le migliori tecniche disponibili e qualora ci siano scostamenti significativi dai valori ottenibili con le BAT, esaminare possibili soluzioni tecniche e valutare quelle più idonee alla propria installazione, tenendo conto dei costi e dell'applicabilità.

Per facilitare il compito dei gestori degli impianti l'autorità competente ha deciso di mettere a punto, per ogni tipologia di attività, delle linee guida. Nel caso degli impianti di combustione tali linee sono state già elaborate e attualmente sono in corso di approvazione da parte del Ministero dell'Ambiente.

3.4.5 I prezzi

Per effettuare un confronto dei prezzi dell'energia elettrica in Italia con quelli degli altri paesi europei si è fatto riferimento ai dati Eurostat che consentono di paragonare le diverse tipologie di consumo, in funzione della quantità di energia utilizzata nell'anno, della potenza installata e del fattore di carico.

Tabella 3.4.12 - Prezzi dell'energia elettrica per le utenze domestiche in alcuni Paesi europei.
1 luglio 2004 (cent €/kWh)

Paese	Consumo annuo 1.200 GWh anno			Consumo annuo 3.500 GWh anno		
	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte
	cent €/kWh	Var.% 04/03	cent €/kWh	cent €/kWh	Var.% 04/03	cent €/kWh
Austria	11,8	8,4	16,7	9,8	6,7	14,3
Belgio	14,1	2,5	17,6	11,4	2,6	14,4
Danimarca	12,3	3,0	26,6	9,1	4,5	22,5
Francia	11,1	1,9	14,2	9,1	1,7	11,4
Germania	16,1	1,2	21,1	12,8	1,9	17,2
Italia (**)	7,9	-2,6	9,9	14,1	-4,1	19,3
Regno Unito	14,3	11,9	15,0	8,0	-11,3	8,4
Spagna	11,3	1,5	13,8	8,9	1,5	10,8
Svezia	13,5	-0,9	20,1	8,4	-2,0	13,7
Media UE (*)	13,1	2,5	16,6	10,1	-1,4	13,4
<i>Italia: scostamento % dalla media UE</i>						
	-39,7		-40,5	39,8		44,3

(*) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 2000

Fonte: AEEG

Per quanto riguarda le utenze domestiche, il sistema tariffario italiano è caratterizzato da prezzi inferiori rispetto alla media europea per le utenze a basso consumo e, al contrario, da prezzi superiori per le utenze con consumi più elevati. Questa caratteristica è confermata dai dati pubblicati dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG relazione 2005) e relativi al luglio 2004. Gli utenti con livello di consumo più basso di 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono un prezzo lordo inferiore del 40,5% rispetto a quelli degli altri Paesi europei, mentre le utenze con livelli di consumo più elevati (3.500-7.500 kWh) sostengono un prezzo al di sopra della media europea, con scostamenti prossimi al 45% (tabella 3.4.12).

I prezzi dell'energia elettrica per le utenze industriali, sia al lordo che al netto delle imposte, risultano tra i più elevati in Europa (tabella 3.4.13) con scostamenti differenti, rispetto alla media ponderata, in funzione del livello di consumo considerato. Al lordo delle imposte, il divario è massimo (45,9%) nel caso della classe di consumo di 2 GWh annui. Al netto delle imposte il divario con il valore medio europeo è più accentuato, soprattutto per le utenze con maggiori consumi energetici, a causa della minore incidenza fiscale.

Secondo quanto riportato nella relazione annuale dell'AEEG si può dire che i prezzi italiani, al netto delle imposte, sono cresciuti nel settore industriale più della media europea per le tipologie di utenza industriale con consumi più bassi mentre sono diminuiti per le utenze più grandi (consumi > 10 GWh annui). Lo stesso vale per i prezzi al lordo delle imposte. Comunque sia per le utenze domestiche che per quelle industriali l'aumento degli oneri di sistema ha amplificato la crescita dei prezzi per le classi più piccole e ha ridimensionato il calo dei prezzi per le classi con consumi più elevati.

Le motivazioni dei maggiori prezzi esistenti in Italia rispetto agli altri paesi europei è da ricercarsi oltre che nel forte carico fiscale, anche e soprattutto nel basso valore dell'efficienza media degli impianti, nonostante si stia assistendo ad una lenta ma costante sostituzione degli impianti obsoleti, ed al mix dei combustibili molto sbilanciato verso gli idrocarburi, che hanno un alto costo per unità termica fornita (vedi paragrafo "Gli impianti termoelettrici e i combustibili").

Tabella 3.4.13 - Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali in alcuni Paesi europei. 1 luglio 2004 (cent €/kWh)

Paese	2 GWh anno (500 kW, 4000 ore)			24 GWh anno (4000 kW, 6000 ore)		
	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte
	cent €/kWh	Var.% 04/03	Cent €/kWh	cent €/kWh	Var.% 04/03	cent €/kWh
Austria	5,4	7,6	9,0	4,2	13,6	7,5
Belgio	7,4	1,2	9,6	5,6	1,0	7,1
Danimarca	6,4	-6,4	10,8	—	—	—
Francia	5,2	0,8	6,9	4,6	-1,8	6,5
Germania	5,3	-1,5	9,9	6,3	2,7	8,7
Italia (**)	8,6	3,0	12,1	7,3	-5,4	9,3
Regno Unito	5,2	11,3	6,4	3,9	-3,8	4,7
Spagna	5,4	1,9	6,6	4,9	1,9	5,9
Svezia	5,5	32,0	5,5	4,7	26,7	4,7
Media UE (*)	6,3	2,6	8,3	5,3	0,8	6,8
<i>Italia: scostamento % dalla media UE</i>						
	35,8		45,9	37,7		36,6

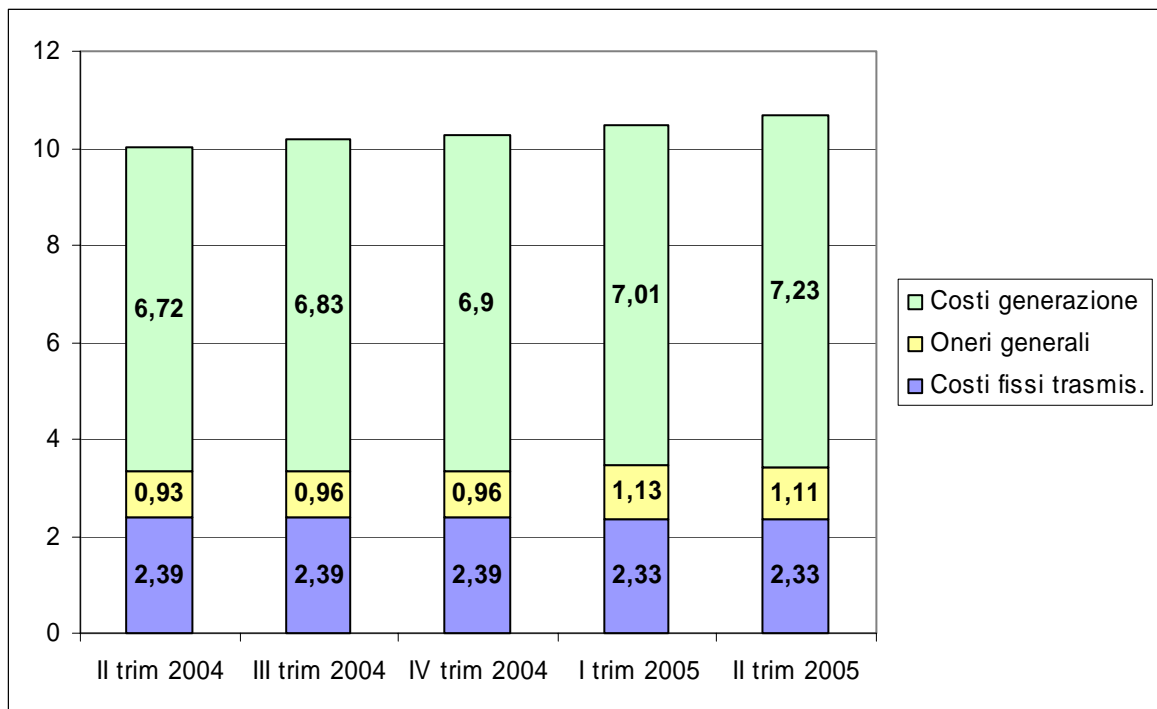
(*) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 2000

(**) i prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese

Fonte: AEEG

Sul fronte tariffario la tariffa media nazionale al netto delle imposte, dopo aver raggiunto il valore minimo di 10,04 c€/kWh nel secondo trimestre del 2004, ha iniziato nuovamente a risalire a causa dell'incremento del costo del combustibile ed ha avuto nei successivi trimestri i valori riportati in figura 3.4.5.

Figura 3.4.5 - Tariffa media nazionale (c€/kWh) al netto delle imposte dal II trimestre 2004 al II trimestre 2005



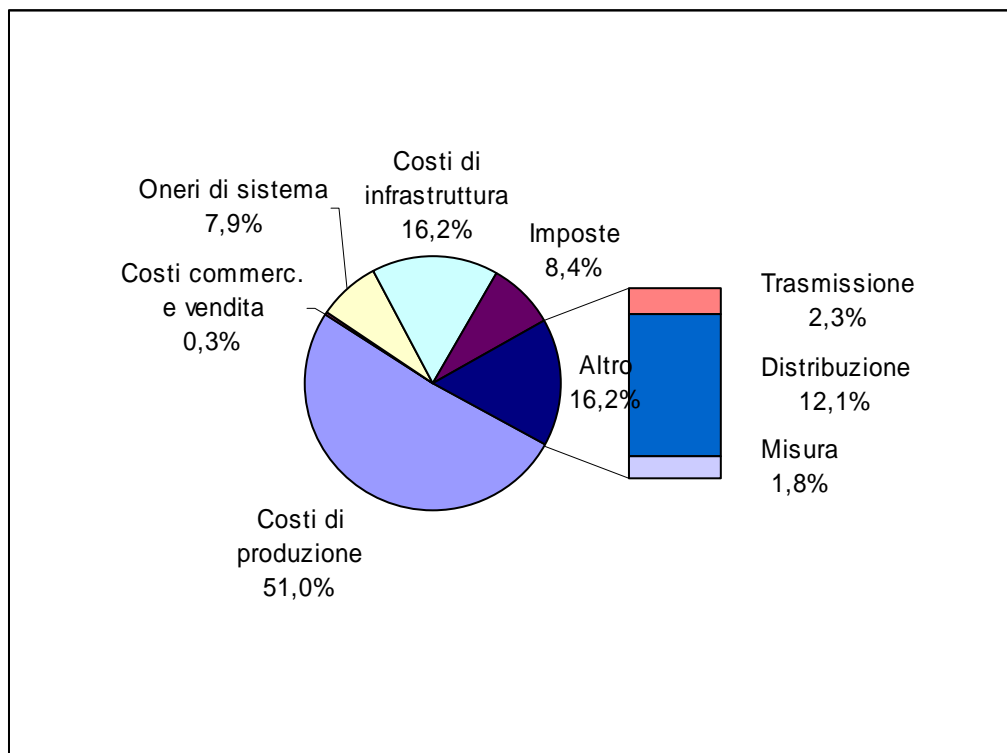
Fonte: AEEG

Nella figura ogni valore trimestrale è a sua volta suddiviso nelle tre componenti principali: costi di generazione, costi fissi di trasmissione e oneri generali. In particolare i costi di generazione comprendono i costi fissi di generazione, il costo del combustibile, gli oneri dovuti ai certificati verdi pari a 0,02 c€/kWh, la remunerazione della capacità produttiva pari a 0,06 c€/kWh, la remunerazione dei contratti interrompibili pari a 0,15 c€/kWh ed infine gli oneri del GRTN per la riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture al mercato vincolato nel 2001 paria 0,01 c€/kWh.

I costi fissi di trasmissione comprendono, oltre ovviamente quelli di trasmissione, quelli di distribuzione, misura e commercializzazione del servizio di vendita, e le componenti tariffarie UC₃ e UC₄. Infine gli oneri generali, che comprendono numerose voci tra cui citiamo gli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico (quali ad esempio i costi di ricerca, i costi per l'incentivazione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili ecc.) e le componenti che coprono i costi di perequazione i costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato.

In figura 3.4.6 è riportata la composizione percentuale della tariffa media nazionale con l'aggiunta delle imposte.

Figura 3.4.6 - Composizione percentuale della tariffa media nazionale ivi incluse le imposte



Fonte: AEEG

3.4.6 Il mercato elettrico

Dal 1 aprile 2004, in Italia, è operativa la borsa elettrica. La borsa, gestita dal Gestore del Mercato (GME), è il luogo di incontro della domanda e dell'offerta di energia elettrica e ne determina il prezzo per ciascuna ora del giorno.

Sopraffacciamo sui meccanismi che regolano il funzionamento della borsa in quanto sono stati ampiamente trattati nel rapporto REA 2004.

Dopo circa nove mesi di funzionamento in cui tutti i produttori con un impianto di potenza superiore a 10 MVA potevano offrire la loro produzione, ma solo il GRTN era autorizzato all'acquisto, dal 1 gennaio 2005 invece anche la domanda è aperta agli operatori esterni che partecipano direttamente alle contrattazioni. Al momento 40 soggetti sono attivi lato domanda.

I dati riassuntivi di borsa fino al giugno 2005 sono riportati nella tabella 3.4.14 ed in figura 3.4.7.

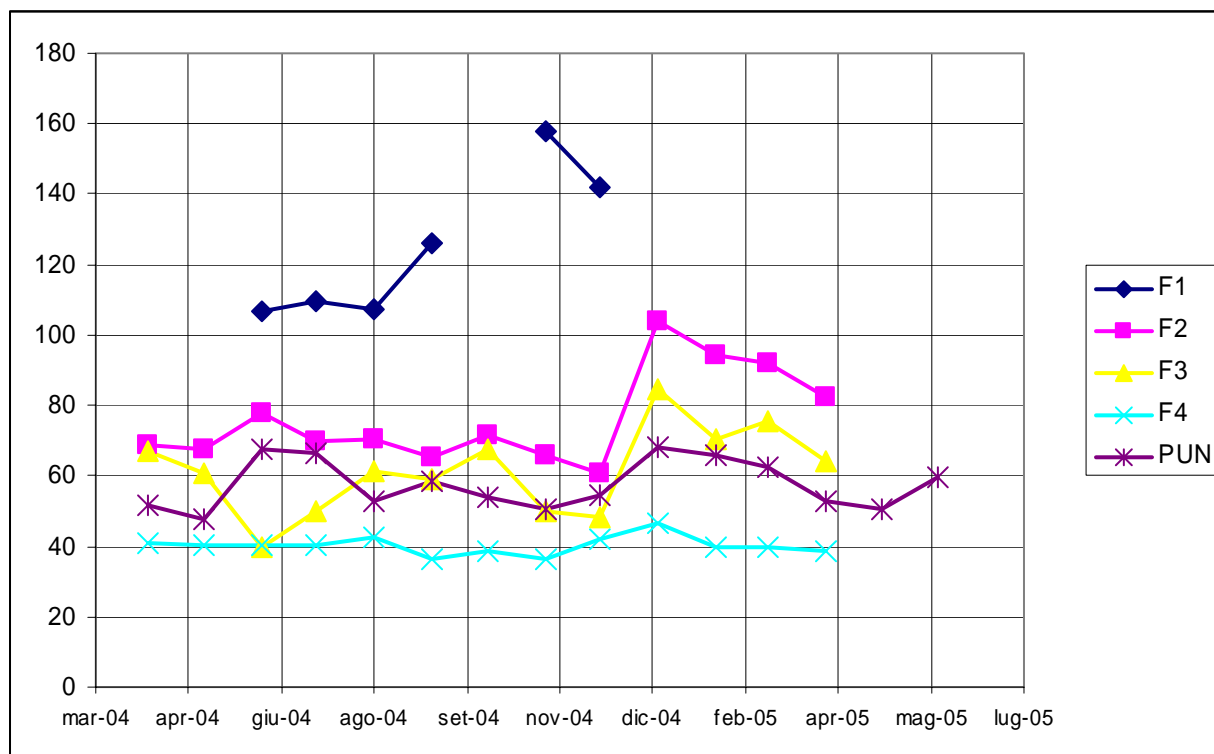
Dalla tabella 3.4.14 si desume che dal 1 gennaio 2005 la quantità scambiata in borsa, ovvero la liquidità, rispetto all'intera quantità utilizzata dal paese è raddoppiata passando da circa il 30% a circa il 60%. Dall'andamento dei prezzi si può ricavare che nel primo semestre del 2005 il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica sul MGP (PUN) si è mosso intorno ai 60 €/MWh anche in presenza di un incremento dei prodotti petroliferi, dimostrando che il mercato comincia a dare i suoi effetti.

Tabella 3.4.14 - Dati mensili sulle contrattazioni della borsa elettrica italiana

MESE	Energia elettrica scambiata in borsa	Energia elettrica consumata in Italia	Liquidità	F1	F2	F3	F4	PUN
	TWh	TWh	%	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Aprile-04	7,4	24,0	30,8%		68,84	66,99	40,63	51,83
Maggio-04	6,8	24,7	27,5%		67,70	60,89	40,23	47,81
Giugno-04	7,1	25,2	28,1%	106,95	77,75	39,74	40,44	67,84
Luglio-04	8,5	28,3	30,1%	109,80	70,09	49,78	40,46	66,69
Agosto-04	7,4	23,4	31,6%	107,36	70,44	61,43	42,70	52,85
Settembre-04	7,26	26,4	27,5%	125,88	65,23	59,24	36,43	58,36
Ottobre-04	8,3	26,5	31,2%		71,76	67,68	38,65	53,67
Novembre-04	6,9	26,2	26,1%	157,65	65,80	50,11	36,41	50,40
Dicembre-04	7,7	26,5	29,1%	141,91	60,80	48,45	42,07	54,64
Gennaio-05	17,9	26,8	66,9%		104,02	84,36	46,76	68,16
Febbraio-05	16,8	25,9	64,8%		94,12	70,30	39,90	66,09
Marzo-05	18,1	28,0	64,7%		92,06	75,67	39,58	62,20
Aprile-05	15,7	25,7	61,4%		82,53	63,97	38,35	52,62
Maggio-05	15,9	26,1	61,0%		n.d.	n.d.	n.d.	50,67
Giugno-05	16,6	26,7	62,2%		n.d.	n.d.	n.d.	59,66

Fonte: GME

Figura 3.4.7 - Andamenti prezzi di acquisto su MGP (€/MWh)



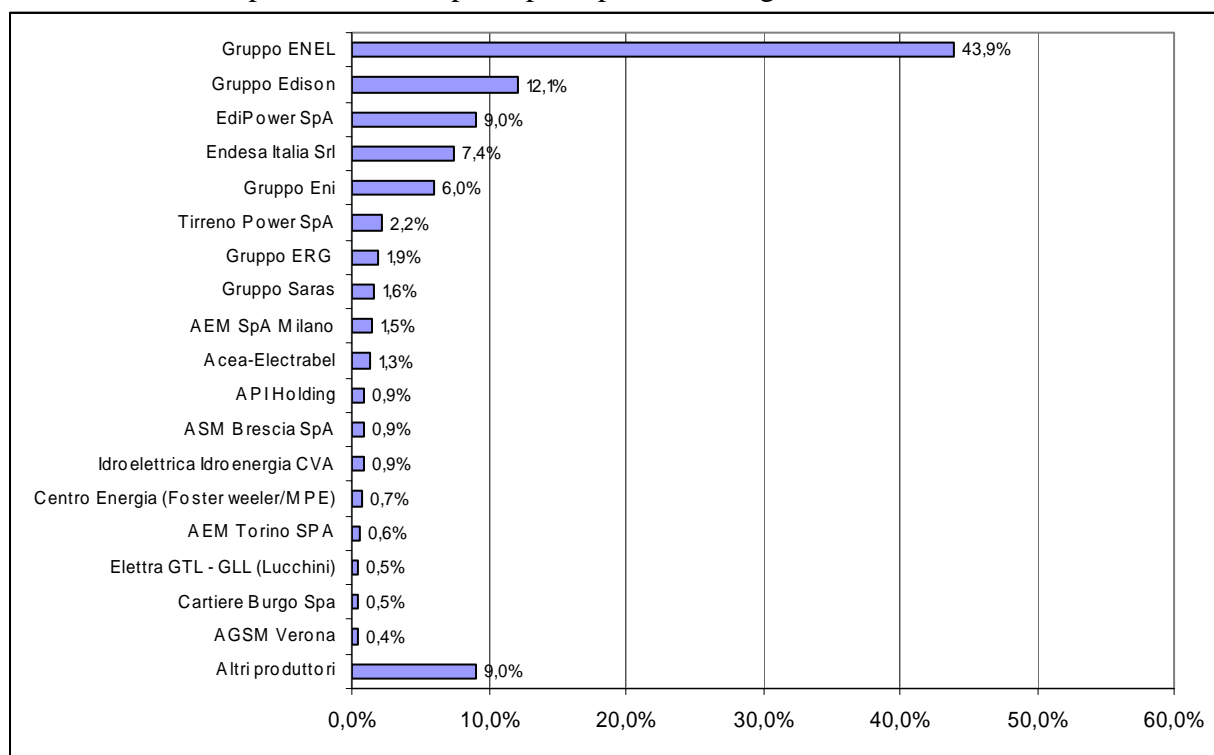
3.4.7 L'organizzazione industriale del mercato

L'assetto produttivo italiano di energia elettrica è riassunto nel grafico di figura 3.4.8. I dati includono l'eventuale generazione CIP6 o altro ritiro obbligato da parte GRTN, come pure l'autoproduzione.

La tabella evidenzia che l'ENEL con il 43,9% ha una netta prevalenza sugli altri. Il secondo produttore è la Edison con il 12,1%, mentre EdiPower ed Endesa hanno rispettivamente 9,0 e il 7,4%. Il gruppo Eni contribuisce per circa il 6% con un incremento di quasi il 70% rispetto al 2003. Tutti gli altri si dividono quantitativi che vanno da qualche punto percentuale a qualche frazione di punto.

Questo assetto è comunque in continua evoluzione e destinato a cambiare almeno parzialmente quando saranno realizzati i molti impianti autorizzati negli ultimi tempi. Dai dati resi noti dal MAP gli impianti nuovi o le trasformazioni autorizzate (i dati si riferiscono a centrali termoelettriche con potenza termica maggiore di 300 MW termici) dal 2002 fino al 5 agosto 2005 sono 43 per un totale di 20.652 MW elettrici.

Figura 3.4.8 - Contributo percentuale dei principali operatori alla generazione lorda. Anno 2004



Fonte: stima AEEG

Secondo l'AEEG nel biennio 2004-2005 la capacità installata, al netto delle dismissioni, dovrebbe aumentare di circa 7.000 MW, come riportato in dettaglio nella tabella 3.4.15.

Tabella 3.4.15 - Crescita della capacità installata nel biennio 2004-2005 (MW)

Anno	Potenza installata a fine anno	Nuovi impianti entranti in funzione entro fine anno	Incremento capacità produttiva per <i>repowering</i> , riconversioni, ambientalizzazioni	Dismissioni	Entrate nette
2003	78.250				
2004	80.092	1.390	1.058	- 606	1.842
2005	84.993	4.190	1.312	- 601	4.901
2004-2005		5.580	2.370	- 1.207	6.743

Fonte: AEEG

Per quanto riguarda il mercato della fornitura, si distinguono vendite al mercato libero e vendite al mercato vincolato. Dal 01 luglio 2004 tutti gli utenti finali non domestici possono accedere al mercato dei clienti idonei. A causa di ciò si sta assistendo ad un costante incremento dei consumi a favore del mercato libero ed una riduzione sul mercato vincolato.

Nella tabella 3.4.16 è riportato il dettaglio della suddivisione tra i diversi clienti.

Tabella 3.4.16 - Consumi di energia elettrica per tipologia di mercato

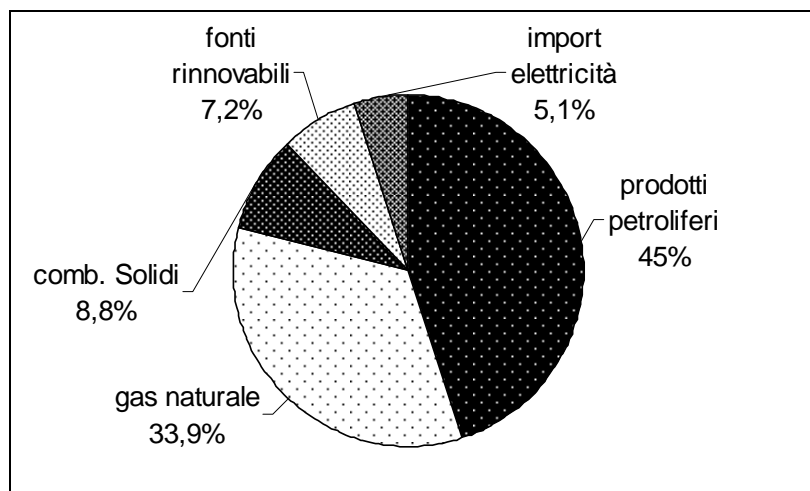
	2004	Ripartizione	2003	Ripartizione	Var. 03/02
	GWh	%	GWh	%	%
Mercato vincolato	151.400	50,2%	165.597	55,2%	-8,6%
Mercato libero	129.000	42,8%	113.115	37,7%	14,0%
Autoconsumi	21.000	7,0%	21.077	7,0%	-0,4%
Totale consumi	301.400	100,0%	299.789	100,0%	0,5%

Fonte: GRTN dati provvisori

3.5 LE FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA¹⁷⁰

Nel 2004 le fonti rinnovabili di energia hanno contribuito complessivamente al consumo interno lordo (CIL) italiano per una percentuale di poco superiore al 7% (figura 3.5.1).

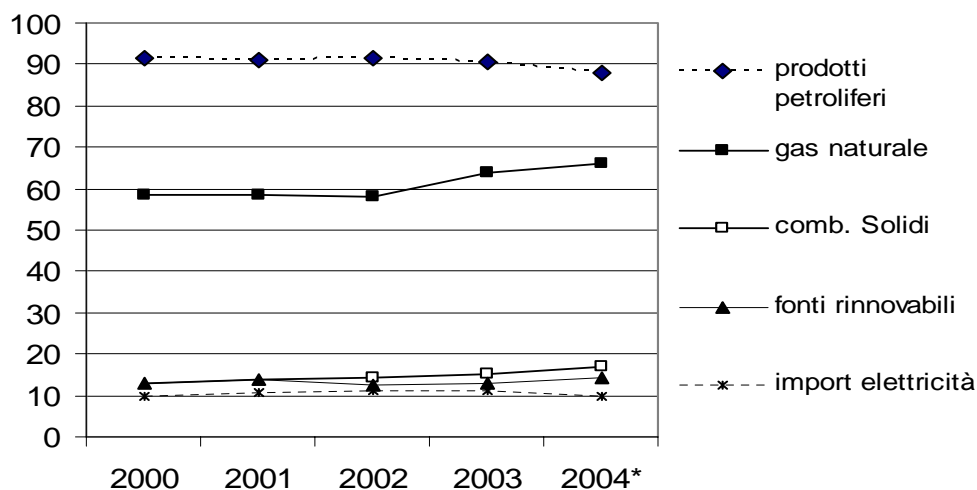
Figura 3.5.1 - Consumo interno lordo per fonte di energia. Anno 2004



Fonte: elaborazione dai dati MAP (Bilancio di Sintesi 2004)

In figura 3.5.2 è riportato il contributo fornito nel corso degli ultimi cinque anni dalle diverse fonti al bilancio energetico nazionale.

Figura 3.5.2 - Consumo interno lordo di energia per fonte. Anni 2000-2004 (Mtep)



* dati provvisori

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

¹⁷⁰ Per ulteriori approfondimenti si veda: "Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità", ENEA 2005.

In tabella 3.5.1 viene esplicitato il contributo energetico delle diverse fonti rinnovabili in termini di equivalente fossile sostituito.

Tabella 3.5.1 - Energia da rinnovabili in equivalente fossile sostituito. Anni 2000-2004 (ktep)

Fonti Energetiche	2000	2001	2002	2003	2004
Idroelettrico ¹	9.725	10.298	8.694	8.068	9.404
Eolico	124	259	309	321	406
Fotovoltaico	4	4	4	5	6
Solare Termico	11	11	14	16	18
Geotermia	1.248	1.204	1.239	1.388	1.409
Rifiuti	461	721	818	1.038	1.305
Legna ed assimilati ²	2.344	2.475	2.489	2.814	3.300
Biocombustibili	95	146	189	255	280
Biogas	162	196	270	296	335
Totale	14.173	15.314	14.026	14.202	16.463

¹ Solo energia elettrica da apporti naturali valutata a 2.200 kcal/kWh

² Non include risultato indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

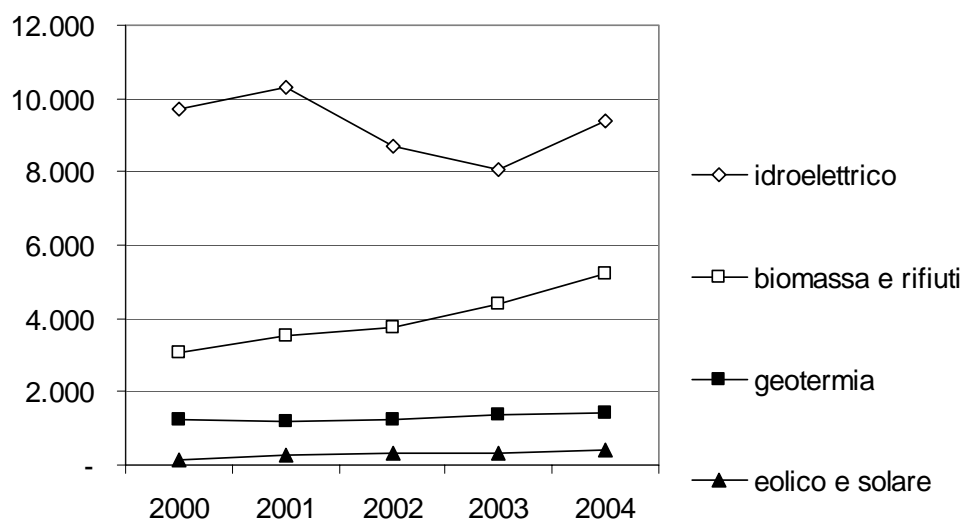
Si noti come l'incremento percentualmente più significativo, pur restando su valori assoluti molto bassi, provenga da fonti quali l'eolico, il fotovoltaico, i rifiuti e le biomasse che passano, sul totale delle rinnovabili, da poco più del 14% del 2000 al quasi 26% del 2004.

La figura 3.5.3 mostra il contributo energetico, in termini di ktep di energia primaria sostituita, fornito negli ultimi cinque anni da alcune tipologie di fonti rinnovabili.

Si vede come l'idroelettrico, che fornisce la quota più rilevante, sia caratterizzato da una forte fluttuazione da attribuire a fattori di idricità, mentre la geotermia mostra un aumento intorno al 10% sull'intero periodo.

Per quanto riguarda le altre rinnovabili si evidenzia il buon incremento della produzione da biomassa e rifiuti, comunque attestata su valori ancora molto lontani da quelli tipici dei Paesi europei., mentre la produzione complessiva da eolico e fotovoltaico non ha subito incrementi apprezzabili alla scala del grafico.

Figura 3.5.3 - Produzione di energia da rinnovabili. Anni 2000-2004 (ktep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

3.5.1 Produzione di energia elettrica

La produzione di energia elettrica da rinnovabili ammonta nel 2004 a circa 55 TWh, pari al 16% del CIL di energia elettrica¹⁷¹. Rispetto al 2003, si assiste ad un aumento medio della produzione di elettricità da rinnovabili di oltre il 16% (tabella 3.5.2).

Tabella 3.5.2 - Energia elettrica da fonti rinnovabili. Anni 2000-2004 (GWh)

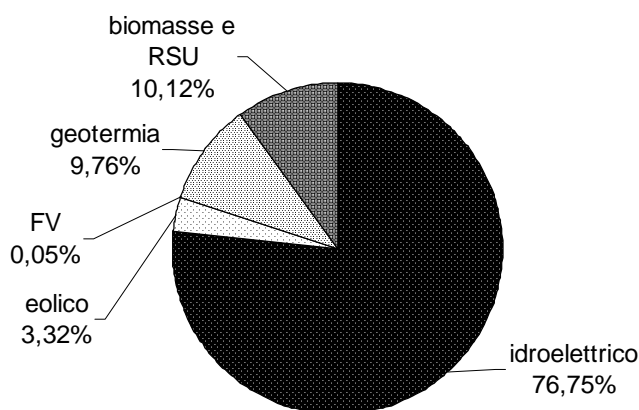
	2000	2001	2002	2003	2004
Idroelettrico	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744
Idroelettrico < 10 MW	8.117	8.657	8.048	7.192	8.859
Idroelettrico > 10 MW	36.088	38.154	31.472	29.483	33.885
Eolico	563	1.179	1.404	1.458	1.847
Solare fotovoltaico*	16	16	18	23	27
Geotermoelettrico	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437
RSU	804	1.259	1.428	1.812	2.277
Legna	537	644	1.052	1.648	2.190
Biogas	566	684	943	1.033	1.170
A - Totale	51.396	55.100	49.027	47.989	55.692
B - Consumo interno lordo (TWh)	321	327	336	345	349
A/B (%)	16	17	15	14	16

Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

Oltre il 75% della produzione da rinnovabili proviene dall'idroelettrico, geotermia e biomasse (inclusi i rifiuti solidi urbani-RSU) contribuiscono entrambe per circa il 10%, l'eolico per il 3% e il fotovoltaico solo per lo 0,05% (figura 3.5.4). Nel seguito viene analizzato il contributo per singola fonte.

¹⁷¹ Il consumo interno lordo è uguale alla produzione nazionale di elettricità, compresa l'autoproduzione, più il saldo degli scambi con l'estero.

Figura 3.5.4 - Produzione di elettricità per fonte rinnovabile. Anno 2004 (%)

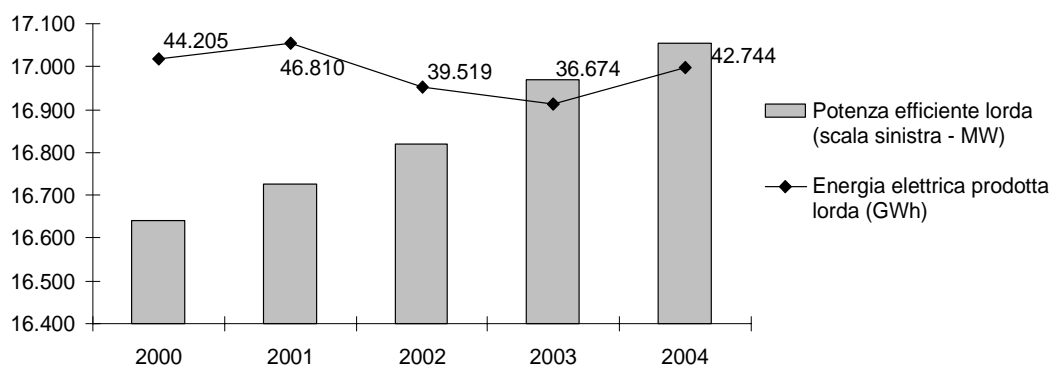


Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

Idroelettrico

La risorsa idroelettrica, come abbiamo visto, rappresenta nel 2004 oltre il 75% della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e resta la più importante delle risorse energetiche interne (figura 3.5.5). Il contributo percentuale di tale fonte è progressivamente diminuito nel corso degli ultimi anni, attestandosi nel 2004 su una quota inferiore al 12% della domanda elettrica nazionale. Le problematiche di impatto ambientale non sembrano consentire uno sviluppo del settore se non nella tipologia degli impianti di piccola taglia e, in particolare, della tipologia ad *acqua fluente* e cioè senza bacino di invaso. Afferiscono a questa tipologia molti degli interventi avviati negli ultimi anni per la realizzazione di nuovi impianti e per il ripristino di impianti abbandonati e tecnologicamente obsoleti.

Figura 3.5.5 - Potenza idroelettrica installata ed energia prodotta. Anni 2000-2004

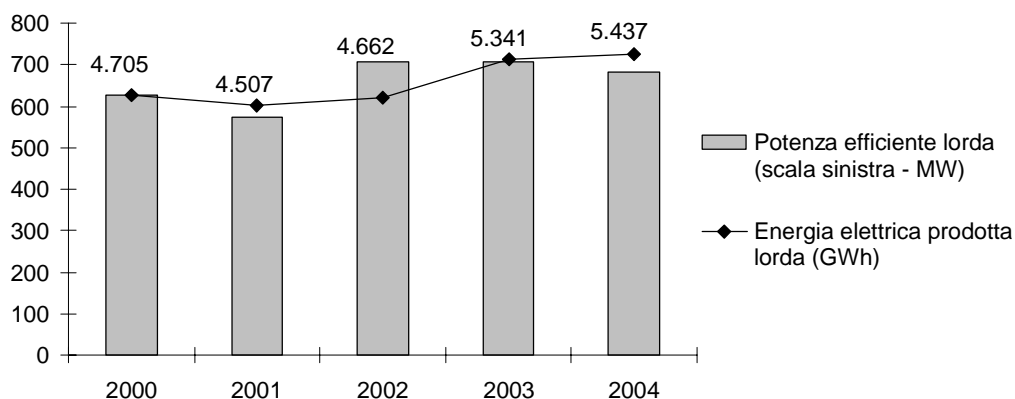


Fonte: elaborazione su dati GRTN

Geotermoelettrico

A fine 2004 la potenza geotermoelettrica installata (681 MW) mostra una contrazione rispetto all'anno precedente mentre, pur con qualche variabilità, l'energia elettrica prodotta è aumentata negli ultimi cinque anni, passando dai 4.705 GWh del 2000 agli oltre 5.400 GWh del 2004 (figura 3.5.6).

Figura 3.5.6 - Potenza geotermoelettrica installata ed energia prodotta. Anni 2000-2004

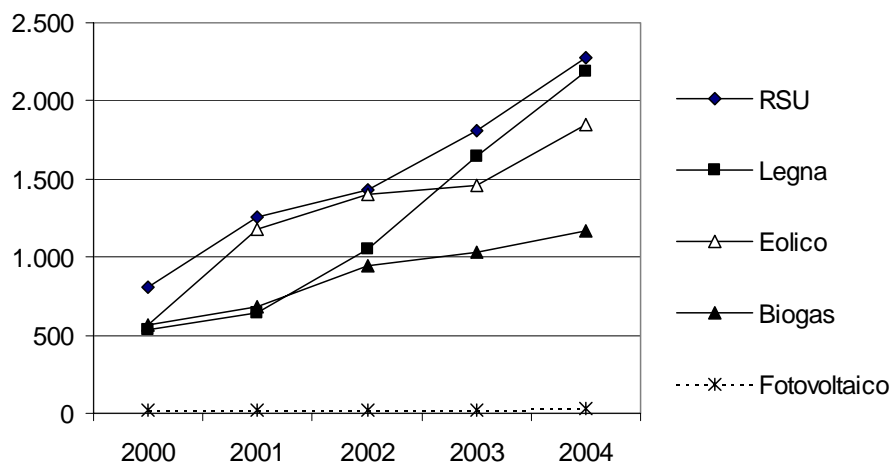


Fonte: elaborazione su dati GRTN

Le altre fonti rinnovabili di energia

Nella figura 3.5.7 è riportato l'andamento della produzione elettrica da rinnovabili per gli anni dal 2000 al 2004 con l'esclusione dell'idroelettrico e del geotermoelettrico, precedentemente trattati. Si vede come, ad eccezione del solare fotovoltaico tutte le altre fonti, mostrano incrementi sensibili anche se con andamenti più o meno variabili. Nel seguito vengono analizzate nel dettaglio le singole fonti.

Figura 3.5.7 - Energia elettrica da alcune fonti rinnovabili. Anni 2000-2004 (GWh)

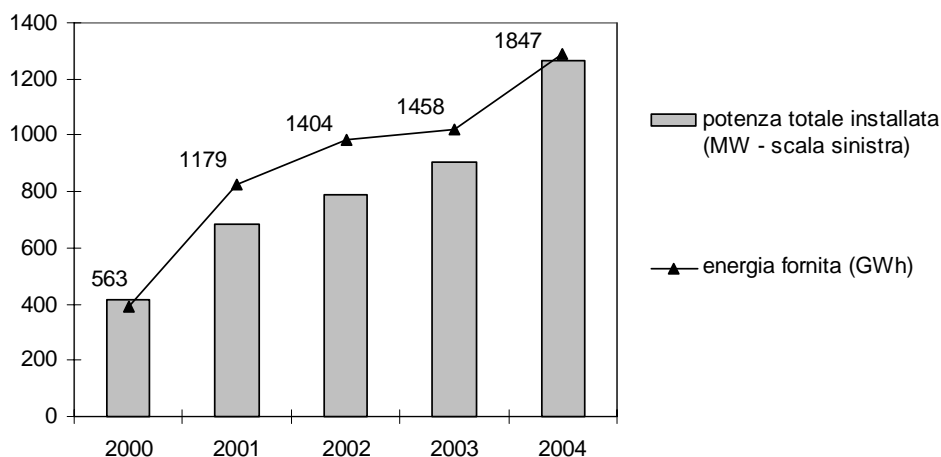


Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

Eolico

Dopo gli ottimi risultati conseguiti nel corso del 2001, e il rallentamento riscontrato nei due anni successivi, si è determinata, nel 2004, una ripresa che ha portato la potenza totale degli impianti eolici installati in Italia a superare i 1.200 MW alla fine dell'anno (figura 3.5.8).

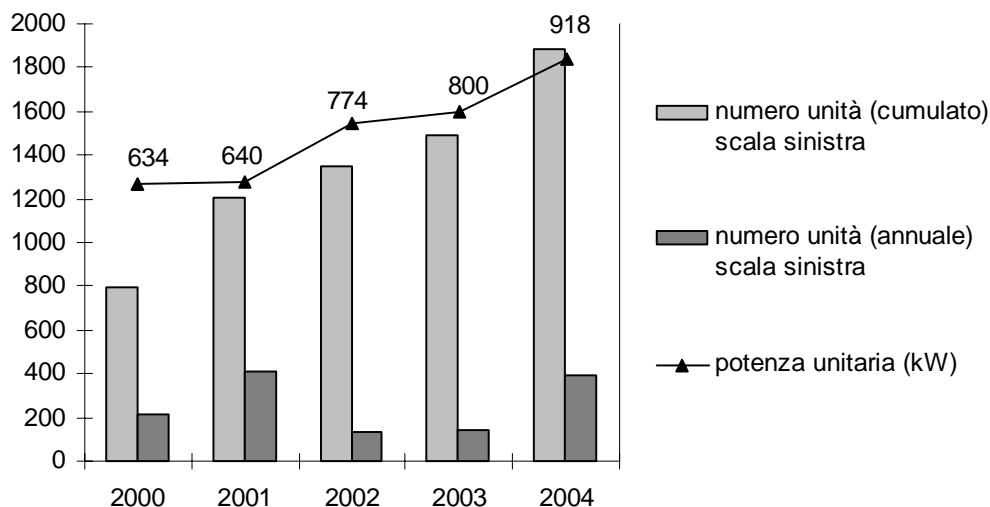
Figura 3.5.8 - Potenza installata ed energia prodotta da impianti eolici in Italia. Anni 2000-2004



Fonte: ENEA

Nonostante questa ripresa, la produzione elettrica da eolico si attesta su valori ancora molto bassi rispetto alla media dei Paesi dell'UE. Significativo è, invece, l'incremento della potenza unitaria degli impianti installati riscontrato negli ultimi anni, indice dello sviluppo tecnologico nel settore (figura 3.5.9).

Figura 3.5.9 - Installazioni e potenza media degli impianti eolici. Anni 2000-2004

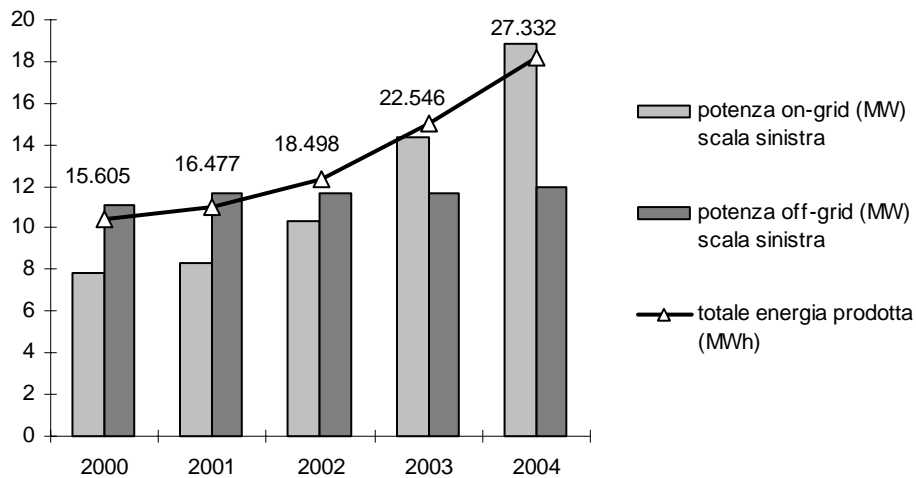


Fonte: ENEA

Solare fotovoltaico

La figura 3.5.10 mostra l'andamento delle potenze installate per tipologia di impianto (*on-grid* e *stand-alone*) e dell'energia prodotta complessivamente in Italia negli ultimi cinque anni. Gli impianti *stand-alone* si sono attestati dalla fine degli anni 90 su una potenza totale inferiore a 12 MW; la ripresa degli impianti *on-grid*, avviata tra il 2001 e il 2002, è stata sostenuta con le incentivazioni previste dal programma "Tetti fotovoltaici" del Ministero per l'Ambiente mentre la conclusione di tale programma e l'attesa del nuovo meccanismo di incentivazione in "conto energia" hanno determinato una nuova fase di stallo relegando l'Italia tra i Paesi dell'UE con minore contributo dell'energia fotovoltaica alla produzione elettrica.

Figura 3.5.10 - Impianti fotovoltaici: potenza installata ed energia prodotta. Anni 2000-2004



Fonte: ENEA

Energia elettrica da biomassa e rifiuti solidi urbani

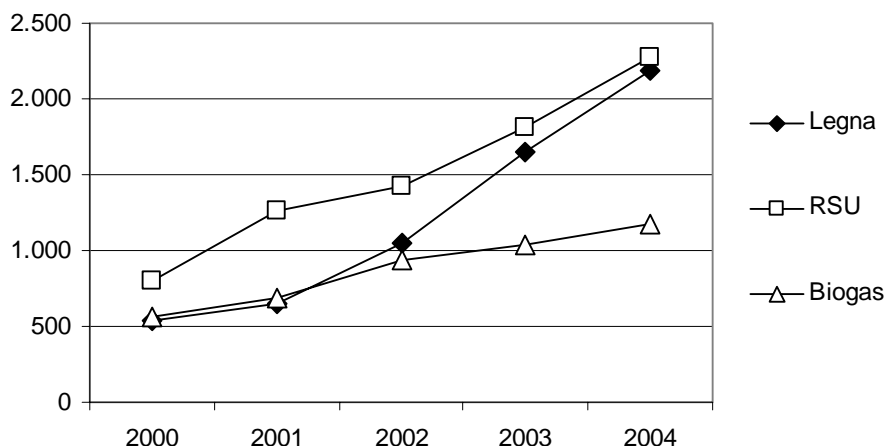
La produzione di energia elettrica da biomassa avviene essenzialmente secondo tre modalità:

- termotrattamento di rifiuti solidi urbani;
- utilizzo di biomasse legnose in impianti collegati alla rete;
- utilizzo di biogas in impianti collegati alla rete.

La figura 3.5.11 descrive l'andamento della produzione di energia elettrica dalla biomassa (che include legno e derivati e biogas) e dai rifiuti solidi urbani (RSU) riscontrato negli ultimi cinque anni. Si vede come, per tali valori, si sia riscontrato nel 2004 un aumento medio superiore al 20% della produzione dell'anno precedente. La produzione di biogas è derivata per oltre l'88% da discarica.

La quota di calore prodotta da biomasse anche negli impianti di cogenerazione è riportata nel paragrafo 3.5.2.

Figura 3.5.11 - Produzione di energia elettrica da biomassa, biogas e RSU. Anni 2000-2004 (GWh)



Fonte: GRTN

3.5.2 Produzione di calore

La produzione di calore da fonti rinnovabili¹⁷² viene stimata nel 2004 in oltre 59.000 TJ negli impianti industriali (legna e assimilati compreso calore da cogenerazione) e in 58.000 TJ nel settore civile (legna da ardere e teleriscaldamento a biomasse) (figura 3.5.12).

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 ufficiali¹⁷³.

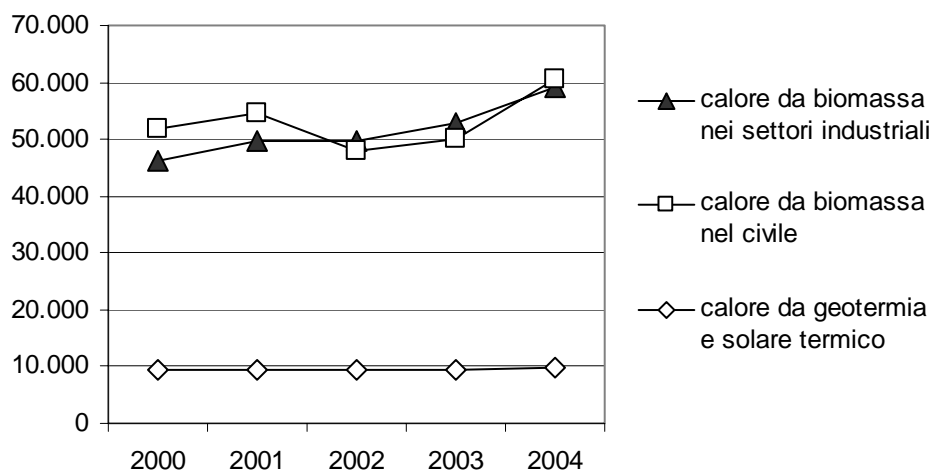
Più limitato l'apporto proveniente dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica, con un dato assestato negli ultimi anni inferiore a 9.000 TJ mentre il dato del contributo del solare termico, nel 2004 inferiore a 800 TJ, corrisponde a uno dei valori più bassi di diffusione di questa tecnologia nei Paesi dell'Unione Europea¹⁷⁴.

¹⁷² I dati relativi a questo paragrafo sono il risultato di stime.

¹⁷³ 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).

¹⁷⁴ In Italia si stima che siano installati circa 8 m² di collettori solari ogni 1000 abitanti a fronte di valori intorno a 300 m² in Austria e in Grecia e una media di oltre 30 m² per abitante nei Paesi dell'UE15 (Fonte: EurObserv'ER).

Figura 3.5.12 - Produzione di calore da fonti rinnovabili. Anni 2000-2004 (TJ)

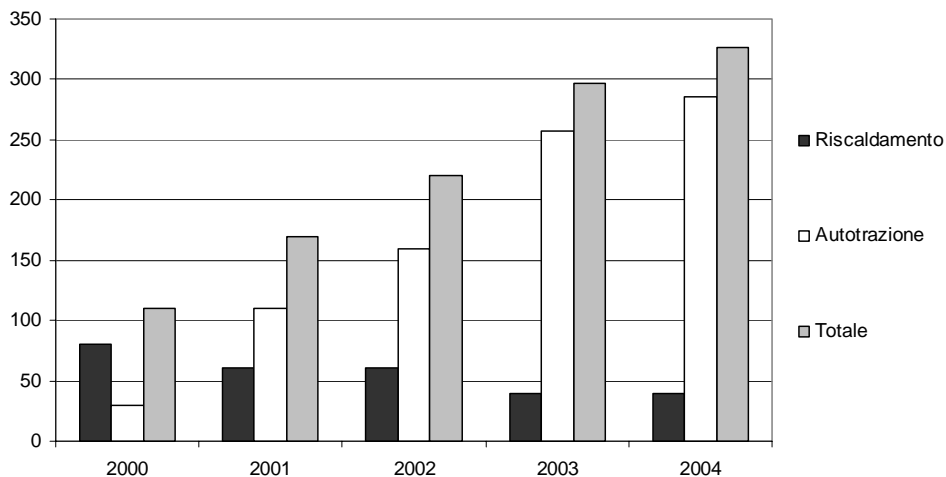


Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

3.5.3 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 3.5.13).

Figura 3.5.13 - Produzione lorda di biodiesel per finalità di utilizzo (migliaia di tonnellate)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ITABIA

Per il 2004 è stata stimata una sostituzione di energia primaria pari a oltre 11.700 TJ con un aumento vicino al 10% rispetto al dato 2003. Alla crescita del settore ha contribuito 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.

3.5.4 Il mercato dell'energia elettrica da fonte rinnovabile

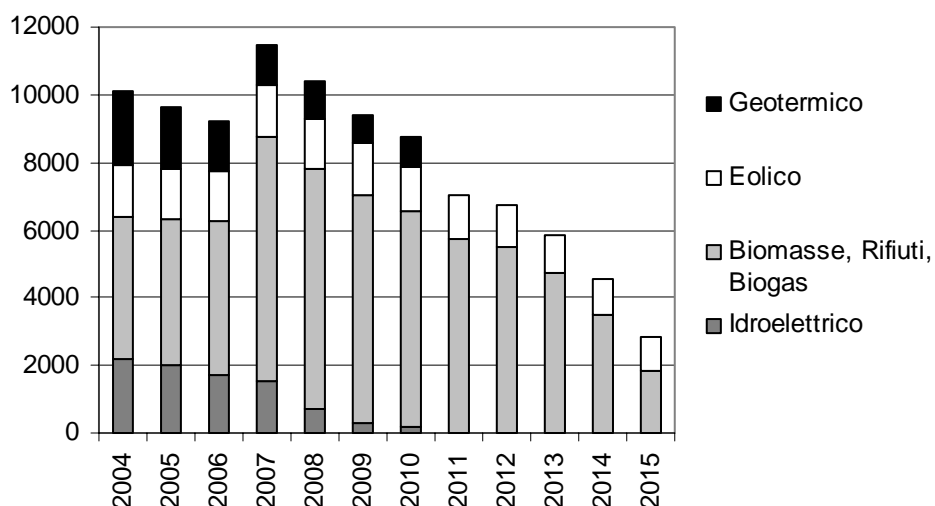
L'incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia procede, ancora nei prossimi anni, nella compresenza del precedente sistema di incentivazione in conto energia, il CIP6, e la sovrapposizione, a partire dal 2002, del meccanismo di incentivazione basato sui certificati verdi (CV).

Energia incentivata attraverso il meccanismo CIP6: quantità e costi

Per quanto riguarda il CIP6, i volumi e i costi per il sistema sono determinati dal progressivo scadere delle convenzioni siglate a suo tempo con gli operatori.

In figura 3.5.14 si riporta una stima per il periodo 2004-2015 dell'andamento per fonte della generazione elettrica incentivata con il meccanismo CIP6¹⁷⁵.

Figura 3.5.14 - Previsione generazione impianti CIP6 per durata convenzione. Anni 2004-2015 (GWh)



Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

L'incremento di generazione per la categoria biomassa, rifiuti e biogas che emerge a partire dal 2007, si riferisce a nuovi impianti di incenerimento rifiuti con recupero energetico progettati ma non ancora realizzati nelle Regioni commissariate per l'emergenza rifiuti, che prevedono la stipula di convenzioni CIP6 in deroga alla moratoria sui progetti in CIP6 del 1997.

In caso di mancata realizzazione degli stessi tali stime devono essere proporzionalmente ridimensionate.

¹⁷⁵ La stima è fornita da una semplice moltiplicazione della potenza in convenzione in essere per un fattore di carico tipico per tecnologia.

La tabella 3.5.3 fornisce una stima dell'incidenza del meccanismo del CIP6 rinnovabile sul consumo nazionale.

Tabella 3.5.3 - Incidenza in tariffa del CIP6, impianti rinnovabili

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CIP6 Rinnovabile (GWh)	10.113	9.645	9.194	11.468	10.385	9.416	8.735	7.035	6.723	5.871	4.526	2.857
Totale (M€)	1478,177	1372,638	1339,454	1729,548	1575,614	1411,205	1186,82	916,6795	843,2402	784,7477	639,349	195,977
Costo da recuperare in tariffa (M€)	884	851	863	1.135	1.032	909	710	524	466	450	372	53
Consumi nazionali	300.987	307.007	313.147	319.410	325.798	332.314	338.960	345.739	352.654	359.707	366.901	374.240
Costo per kWh consumato (c€/kWh)	0,29	0,28	0,28	0,36	0,32	0,27	0,21	0,15	0,13	0,13	0,10	0,01

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

Energia incentivata con i certificati verdi (CV): quantità e costi

Nel nostro Paese, il meccanismo dei certificati verdi si basa su un obbligo di generazione di energia rinnovabile espresso in percentuale sulla produzione e l'importazione di energia elettrica convenzionale al netto di determinate esenzioni. L'obbligo è stato del 2% sino al 2004 e verrà incrementato dal 2005 al 2007 dello 0,35% annuo, relativamente alla produzione ed importazione 2004-2006. Successivamente è previsto che, entro il 31 dicembre 2004 ed entro il 31 dicembre 2007, il Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero per l'Ambiente e la Tutela del Territorio e la Conferenza Unificata Stato-Regioni, provvedano ad aggiornare l'andamento dell'obbligo per il triennio successivo. Ad oggi questo non è ancora stato fatto. In questa stima si procede con un incremento dello 0,35% per tutto il periodo.

Nei grafici e nelle tabelle seguenti vengono fornite, sulla base di assunzioni esplicitate nel testo, delle stime relative alle quantità di energia rinnovabile ed ai costi per il sistema derivanti dall'implementazione del meccanismo dei CV. La quantità di energia rinnovabile immessa in rete nel periodo 2004-2015 viene stimata partendo da un'ipotesi di incremento del consumo interno lordo del 2% annuo.

Biomassa, rifiuti e biogas prodotti in impianti termoelettrici sono conteggiati nel bilancio delle energie rinnovabili. La domanda di CV è ricavata applicando la quota prevista in percentuale sul totale dell'energia sottoposta ad obbligo. Contestualmente viene fornita una stima per ciascuna delle voci che non sono soggette all'obbligo dei CV, ma che rientrano nelle voci del consumo interno lordo.

Si tratta, in particolare, dei servizi alla produzione, della franchigia iniziale, dell'energia prodotta da impianti rinnovabili, delle importazioni accompagnate da certificazione di rinnovabilità, delle quote di generazione riferibili ad impianti di cogenerazione, ed in ultimo dell'energia prodotta da impianti a pompaggio.

La quota d'obbligo individuata rappresenta la stima di sviluppo delle rinnovabili per merito del meccanismo dei CV, nel periodo considerato.

Tabella 3.5.4 - Stima della quota d'obbligo di energia rinnovabile e dettaglio delle esenzioni (GWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Consumo interno lordo	346.038	352.505	359.349	366.330	373.450	380.713	388.121	395.677	403.385	411.246	419.265	427.444
Esenzioni	167.399	176.672	183.485	188.258	195.463	201.425	203.459	204.840	207.705	209.519	211.719	213.726
Servizi produzione	13.757	13.852	14.198	14.553	14.917	15.290	15.550	15.814	16.083	16.357	16.635	16.917
<i>Franchigia</i>	10.100	10.200	10.300	10.400	10.500	10.600	10.700	10.800	10.900	11.000	11.100	11.200
Rinnovabili	53.700	55.578	56.549	57.804	59.546	60.035	61.709	62.725	65.222	66.662	68.484	70.108
<i>Import rinnovabili</i>	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000	38.000
Cogenerazione	44.343	51.541	56.937	60.000	65.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000
<i>pompaggio</i>	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Energia sotto obbligo	178.638	177.511	179.295	183.333	185.160	188.456	192.875	198.056	201.865	206.839	211.542	216.555
Obbligo percentuale	2,00%	2,35%	2,70%	3,05%	3,40%	3,75%	4,10%	4,45%	4,80%	5,15%	5,50%	5,85%
Quota obbligo rinnovabili *	3.815	4.198	4.793	5.468	6.233	6.943	7.727	8.583	9.507	10.396	11.376	12.375

* la percentuale d'obbligo si applica sull'energia sotto obbligo relativamente all'anno precedente; per il 2004 (ovvero quota d'obbligo 2003) la stima di energia sotto obbligo è di 190.750 GWh
Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

Stima della generazione totale incentivata

La stima della generazione rinnovabile nazionale è data dalla somma della generazione per anno tipo, del proseguimento del programma di realizzazione degli impianti in CIP6, dell'incremento dato per effetto dei CV al netto delle voci negative rappresentate dai rifacimenti totali e parziali di impianti rinnovabili e dai CV che verranno emessi per l'energia elettrica prodotta in impianti allacciati a reti di teleriscaldamento o con impiego di idrogeno (tabella 3.5.5).

Tabella 3.5.5 - Bilancio settore rinnovabili (GWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produzione rinnovabili anno tipo	44.800	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000
CV privati	2.900	3.778	4.607	5.208	5.883	6.491	7.155	8.000	8.914	9.803	10.788	11.803
CV GRTN (1)	6.800	7.000	7.500	8.500	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
CV privati terminati (2)							914	1.300	2.900	3.778	4.607	5.208
Rifacimenti	800	1.000	1.200	1.400	1.800	2.000	2.000	2.200	2.200	2.500	2.500	2.500
Teleriscaldamento		200	400	600	700	700	700	700	700	700	700	700
Rinnovabili totale	53.700	55.578	56.507	57.708	59.383	59.791	61.369	62.400	64.914	66.381	68.195	69.811

(1) stima dell'energia prodotta in impianti CIP6 entrati in funzione dopo il 1/4/99; da notare che lo scarto tra stima e realtà influisce sul totale dell'energia rinnovabile ma non sul meccanismo dei CV.

(2) energia relativa ad impianti che hanno terminato il periodo di incentivazione di otto anni

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

Stima dei costi del meccanismo dei CV per il sistema elettrico

Per effettuare una stima dei costi per il sistema derivanti dall'incentivazione dei CV, si procede, con grande approssimazione, identificando il valore del CV del GRTN come prezzo di riferimento del mercato ancora per il 2004, 2005 e 2006. Si individua, quindi, nel costo marginale di generazione a biomassa, 120 €/MWh, il valore del CV, ovvero, considerato il ricavo dalla cessione di energia elettrica stimato costante nel decennio a 50 €/MWh, corrispondente a 70 €/MWh.

In un sistema di dispacciamento di merito economico i costi variabili di generazione derivanti dall'introduzione di obblighi di tipo ambientale, come quello relativo ai CV, vengono necessariamente inglobati, dai produttori, nei prezzi d'offerta di energia elettrica. Questo significa che nel vendere la propria energia il produttore includerà nel suo prezzo di offerta i costi sostenuti per l'acquisto o comunque la copertura di CV. L'energia che origina da impianti o da importazioni esentati, con ogni probabilità si vedrà riconosciuta una remunerazione comprensiva del costo dei certificati delle tecnologie concorrenti.

Se si guarda nel dettaglio le categorie esentate, infatti, si osserverà che la cogenerazione e le importazioni, venendo prime nell'ordine di merito economico, difficilmente determineranno il prezzo orario dell'energia elettrica, ovvero risulteranno marginali, mentre le offerte dell'energia idroelettrica che hanno notoriamente un costo variabile molto basso, se sono marginali, stanno semplicemente facendo un'offerta strategica commisurata al costo dell'impianto termico successivo nell'ordine di merito economico; un impianto che con ogni probabilità sta pagando i CV.

Se ne deduce che l'impatto di costo dell'obbligo dei CV si riflette su tutta la domanda di energia elettrica nazionale.

Tabella 3.5.6 - Previsione costi sviluppo rinnovabili con CV. Anni 2004-2015

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Consumo nazionale (kWh)	300.987	307.007	313.147	319.410	325.798	332.314	338.960	345.739	352.654	359.707	366.901	374.240
Fabbisogno (1) (kWh)	321.974	328.413	334.982	341.681	348.515	355.485	362.595	369.847	377.244	384.789	392.485	400.334
di cui energia CIP6 (kWh)	50.613	49.945	49.394	50.668	45.985	42.916	41.335	37.635	31.323	27.371	23.026	19.457
Obbligo stimato CV (%)	2,00%	2,35%	2,70%	3,05%	3,40%	3,75%	4,10%	4,45%	4,80%	5,15%	5,50%	5,85%
Prezzo CV (c€/kWh)	10	9	9	8	7	7	7	7	7	7	7	7
Costo totale (M€)	528	589	694	710	720	820	922	1.035	1.162	1.288	1.422	1.560
Costo per kWh consumato (c€/kWh)	0,18	0,19	0,22	0,22	0,22	0,25	0,27	0,30	0,33	0,36	0,39	0,42

(1) Fabbisogno (consumo + perdite)

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

Per i volumi di energia venduta da produttori soggetti ad obbligo (stimati in tabella 3.5.5) il prezzo superiore pagato dai consumatori corrisponderà alle risorse trasferite, tramite il CV, ai produttori di energia rinnovabile. Mentre per i volumi di energia venduta proveniente da categorie esentate, si tratterà di un incremento della loro rendita inframarginale, ovvero della percezione di un incentivo indiretto.

In tabella 3.5.7 si riporta l'incidenza totale stimata in tariffa data dalla somma del perseguimento del programma CIP6 e dei CV.

Tabella 3.5.7 - Stima incidenza incentivazione rinnovabili in Italia

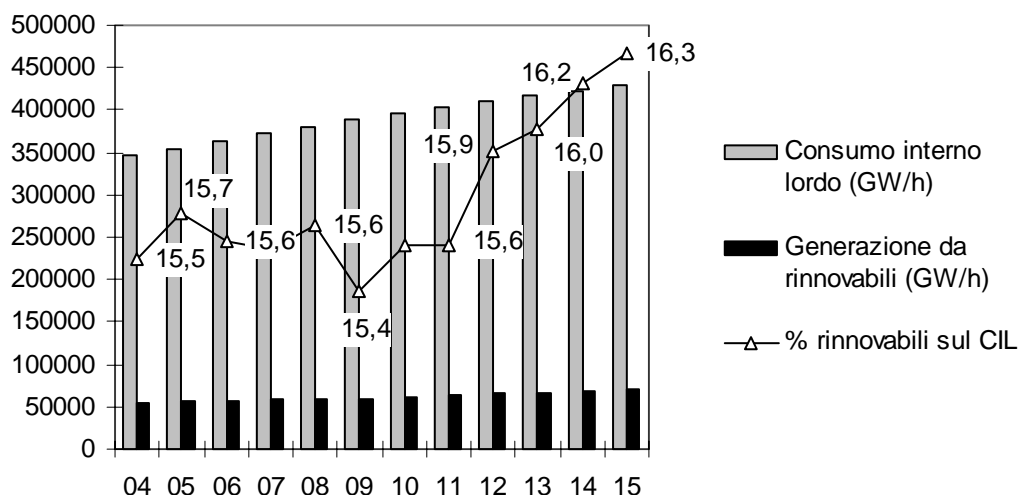
	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015
Costo CIP6 (c€/kWh)	0,29	0,28	0,28	0,36	0,32	0,27	0,21	0,15	0,13	0,13	0,10	0,01
Costo CV (c€/kWh)	0,18	0,19	0,22	0,22	0,22	0,25	0,27	0,30	0,33	0,36	0,39	0,42
Totale incidenza Italia (c€/kWh)	0,47	0,47	0,50	0,58	0,54	0,52	0,48	0,45	0,46	0,48	0,49	0,43

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

L'attuale sistema di incentivazione, pur molto dispendioso in un confronto estero, non sembra permettere il raggiungimento del *target* di sviluppo delle rinnovabili delineato dalla direttiva 77/2001, che prevede un incremento dal 17 al 22-25% della generazione rinnovabile sul consumo interno lordo al 2010.

Come si vede in figura 3.5.15, i meccanismi attivati nel nostro Paese sembrano infatti sufficienti al solo mantenimento delle quote di energia da fonti rinnovabili del 1997, anno base per il calcolo del *target* europeo.

Figura 3.5.15 - Stima degli effetti delle politiche e misure in atto in relazione al *target* indicato dalla direttiva 77/2001/CE



(1) Il consumo interno lordo è definito come la somma di produzione lorda e saldo import. E il parametro in base al quale si calcolano i *target* indicativi della direttiva 77/2001. È importante notare, tuttavia, che in nota alla direttiva stessa l'Italia assumeva un consumo interno lordo di 340 TWh al 2010.

(2) inclusiva della generazione indistinta da rifiuti.

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

Il meccanismo attivato con i CV sembra riproporre alcuni limiti del meccanismo CIP6 dimostrandosi proiettato più che al conseguimento di obiettivi di sviluppo delle rinnovabili sul lungo periodo, all'incentivazione di una vasta gamma di settori del panorama elettrico, dalla cogenerazione al teleriscaldamento, ai rifiuti, allo smaltimento delle farine animali, nonché, in maniera indiretta, al grande idroelettrico pre-esistente.

In particolare il meccanismo dei CV si è dimostrato poco adatto per la promozione di uno sviluppo del settore in linea con la direttiva europea. Un deciso incremento della quota d'obbligo per promuovere maggiormente la generazione da rinnovabile implicherebbe, infatti, un forte innalzamento dei costi sostenuti dai consumatori per il perseguimento degli altri obiettivi di politica energetica insiti nel nostro meccanismo dei certificati verdi.

Le novità introdotte con il decreto sul “conto energia”

La regolazione dell'energia verde è stata recentemente completata con l'approvazione di un decreto¹⁷⁶ di incentivazione specifica per il fotovoltaico sul principio del conto energia.

Con un obiettivo di 300MW al 2015, il decreto stabilisce modalità e tariffe per i primi 100 MW di impianti realizzati.

L'incentivazione prevista si accompagna alla valorizzazione dell'energia elettrica, diversa a seconda della taglia d'impianto.

In particolare:

- per impianti di potenza inferiore a 20 kW la componente incentivante è fissata a 44,5 c€/kWh, e ad essi sarà abbinata la formule dello “scambio sul posto”;
- per gli impianti di taglia compresa tra 20 kW e 50 kW, la componente incentivante è fissata a 46 c€/kWh;
- per gli impianti di taglia compresa tra 50 kW e 1000 kW, la componente incentivante è fissata a 49 c€/kWh.

Il valore dell'energia elettrica sarà dato dai livelli stabiliti nella delibera 34/05 per la regolazione degli impianti rinnovabili, pari a circa 9,5 c€/kWh per gli impianti di taglia compresa tra 20 e 50 kW e di 8,5 c€/kWh per quelli di taglia compresa tra 50 e 1000 kW.

Per la categoria d'impianto più grande, alla quale sono stati riservati 40 dei 100 MW incentivati, è stato previsto un meccanismo di aste al ribasso sul livello d'incentivazione per aggiudicarsi un posto in graduatoria, ed una fideiussione di 1500 €/kW per garantire il rispetto dei tempi massimi di entrata in esercizio dell'impianto (30 mesi).

Per tutte le categorie d'impianto è prevista una riduzione del 2% anno sulla tariffa di incentivazione a partire dal 2007.

L'impatto in termini di costi complessivi per il sistema elettrico è stimabile in circa 45- 50 M€anno a completamento dei primi 100 MW di impianti, presumibilmente entro il 2009, e a circa 120-130 M€una volta realizzato l'obiettivo nazionale al 2015.

Le risorse sono recuperate tramite la componente A3 della tariffa elettrica.

Le incentivazioni al fotovoltaico non sono sommabili a certificati verdi o certificati di efficienza energetica, sono inoltre escluse nel caso si sia percepita un'incentivazione in conto capitale superiore al 20% dal precedente programma dei 10.000 tetti fotovoltaici.

Il decreto introduce un buon disegno di conto energia per il fotovoltaico anche se l'incentivazione prevista sembra eccessiva soprattutto per gli impianti di taglia più grande.

Infine la soluzione legislativa (tempi certi di realizzazione, pena il decadimento della concessione o perdita delle fideiussione) per rispettare la tempistica di installazione non viene accompagnata da provvedimenti normativi che ne facilitino le pratiche.

La tabella 3.5.8 presenta uno schema sintetico riassuntivo delle principali caratteristiche del provvedimento.

¹⁷⁶ Il Decreto Ministeriale 28 luglio 2005 pubblicato sulla G.U. del 5 agosto 2005 definisce i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici in attuazione del DLgs 387/2003.

Tabella 3.5.8 - Sintesi del meccanismo di incentivazione del fotovoltaico in “conto energia”

Taglia impianto (kW)	Incentivo (c€/kWh)	Valore energia elettrica (c€/kWh)	Note tariffa di incentivazione	Cauzione (€/kW)	Potenza incentivata (MW)	Realizzazione impianto (mesi previsti)	Entrata in esercizio (mesi previsti)
1 - 20	44,5	14	decresce del 2% annuo a partire dal 2007	no	60	12	18
20 - 50	46	9,5	decresce del 2% annuo a partire dal 2007	no		24	30
50 -1000	49	9,5 - 8,5	decresce del 2% annuo a partire dal 2007 (meccanismo d'asta)	1.500	40	24	30

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

Appendice

Stato delle Attività relative allo smantellamento delle centrali nucleari in Italia

A valle del cambiamento nella strategia di smantellamento, sono stati ripresentati a fine 2001 (e in particolare per Latina a febbraio 2002), i progetti relativi per le quattro centrali.

A fine 2003 i progetti sono stati rivisti a seguito della dichiarazione dello “stato di emergenza per la messa in sicurezza delle materie nucleari” (DPCM del 14 febbraio 2003) e la nomina di un Commissario Delegato (OPCM 3267 del 7 marzo 2003). Contemporaneamente (fine 2003) sono stati presentati gli Studi di Impatto Ambientale (SIA) per le attività di smantellamento.

Nel corso del 2004 l’iter relativo alle Valutazioni di Impatto Ambientale è proseguito con i previsti sopralluoghi sui Siti da parte della Commissione VIA del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio (MATT).

Per ciascuna centrale sono stati richiesti documenti integrativi per presentare ipotesi di strategie alternative nel caso di notevole ritardo nella disponibilità del Deposito Nazionale; tale documentazione è già stata inviata per Trino e Garigliano, mentre si sta completando l’emissione dei documenti richiesti anche per gli altri due Siti. Attualmente il procedimento che è in fase più avanzata riguarda la centrale di Trino; infatti, a giugno 2005 si è conclusa positivamente l’analisi della documentazione integrativa al SIA da parte degli Enti Locali con l’emissione del parere al MATT tramite una delibera regionale.

Per quanto concerne le istanze di *decommissioning*, APAT ha iniziato l’iter istruttorio per l’acquisizione del parere della Commissione Tecnica ex art. 9, DLgs 230/95 e ss.mm. e ii. sull’istanza del Garigliano; la definizione della licenza di *decommissioning* per tale impianto aprirà la strada per l’emissione delle analoghe licenze per le altre centrali (emissione prevista, a valle dei decreti di compatibilità ambientale, nel corso del 2006).

Per quanto riguarda le attività, la situazione è la seguente:

Caorso

Con riferimento alle attività previste nel decreto MICA del 4 agosto 2000 (con cui fu anticipata l’autorizzazione di alcune attività propedeutiche al *decommissioning*), si segnala il completamento della decontaminazione del circuito primario, il proseguimento delle attività di rimozione, decontaminazione e rilascio delle turbine e degli altri componenti il ciclo termico al Piano Governo per la predisposizione della Stazione di Gestione dei Materiali prodotti dalle future attività di smantellamento.

Inoltre, è stato completato l’iter relativo alle autorizzazioni per l’abbattimento delle torri RHR (Residual Heat Removal) ed è in via di individuazione il trattamento all’estero dei rifiuti pregressi (oltre 7000 fusti) e del carbone attivo dell’Off gas.

È stata definita la questione del trattamento del combustibile irraggiato – circa 1.100 elementi (invio all’estero per il trattamento anziché lo stoccaggio a secco in *casks* di sicurezza) con l’emissione del decreto del 2 dicembre 2004 da parte del Ministero delle Attività Produttive e della relativa ordinanza del 16 dicembre 2004 emessa dal Commissario Delegato per la sicurezza dei materiali.

Si osserva che il combustibile “fresco” è stato allontanato a fine 1999 (insieme a quello della centrale di Trino).

Altre attività

Si è completata la bonifica da amianto dell'edificio Turbina; stanno per essere avviate le attività di rimozione amianto dall'edificio Reattore (primario e secondario).

Sono in corso, inoltre, le attività per la realizzazione di aree di stoccaggio dove collocare i materiali rilasciabili rimossi negli smantellamenti in attesa dello smaltimento.

Si sta contemporaneamente procedendo alla progettazione per l'allestimento al Piano Governo Turbina della Stazione Gestione Materiali prodotti dalle operazioni di smantellamento.

Trino

A fine 1999 è stato allontanato il combustibile "fresco" ancora presente sull'impianto (venduto a società americana).

A partire dal 2000 sono iniziate attività di smantellamento di sistemi convenzionali relativi agli ausiliari del ciclo termico, delle torri di raffreddamento e dei diesel generatori di emergenza che alimentavano gli Emergency Core Cooling Systems (ECCS); sono stati demoliti anche i relativi edifici.

A valle dell'alluvione del 2000, si è deciso di procedere alla demolizione anticipata della traversa sul fiume Po ricorrendo all'acqua di falda (tramite 4 pozzi) per il necessario raffreddamento delle residue apparecchiature. Prima di procedere all'affrancamento dal fiume è stato necessario effettuare numerose modifiche d'impianto allo scopo di ridurre il quantitativo di acqua necessaria per il raffreddamento e l'alimentazione dei sistemi antincendio.

A luglio 2004 si è avuto l'affrancamento dal fiume Po; le modifiche d'impianto relative all'emungimento da falda sono state completate come pure le prove di accettazione finale con APAT. Il percorso autorizzativo per l'abbattimento della traversa sul fiume Po si è concluso a giugno 2004 con una delibera del Settore Direzione Difesa del suolo della Regione Piemonte, a valle della presentazione di uno studio idrogeologico apposito e del progetto definitivo dell'intervento. La demolizione del manufatto, iniziata nell'estate 2005 (in corrispondenza della magra estiva del fiume) è ad uno stato molto avanzato.

Nel primo semestre del 2004 è stata effettuata, la decontaminazione dei quattro generatori di vapore, operazione propedeutica alla rimozione dell'amianto presente nella coibentazione di tali componenti.

Nel corso del 2004 è stata praticamente completata la bonifica da amianto della Zona Controllata al di fuori dell'edificio reattore; l'attività all'interno del reattore è attualmente in corso.

Nell'edificio turbina è in corso lo smantellamento dei grandi componenti (turbine, alternatori, condensatori etc.); nel 2006 sono previste le modifiche elettriche per la realizzazione delle nuove vie cavo e per la razionalizzazione dell'impianto elettrico.

È iniziata nel 2004 e sta proseguendo, la progettazione relativa alle attività propedeutiche la disattivazione dell'isola nucleare; in particolare si tratta della realizzazione della *waste route* per le parti smantellate, della modifica del sistema di ventilazione dell'edificio reattore, della realizzazione di un sistema alternativo di trattamento dei liquidi radioattivi.

Latina

È in corso lo smantellamento delle condotte dei generatori di vapore (“Boilers”) e delle apparecchiature della Sala soffianti Est.

A febbraio 2004 è stato trasmesso ad APAT il rapporto di progetto per il condizionamento degli *splitters* (alette degli elementi di combustibile in Magnox attualmente stoccati in serbatoi della centrali); è attualmente in corso l’attività di qualificazione del processo di condizionamento.

Nell’ottobre 2004 è stato presentato ad APAT il progetto particolareggiato del nuovo deposito temporaneo da realizzarsi in sito per ospitare i rifiuti prodotti dalle attività di condizionamento *splitters* e dei fanghi; l’iter autorizzativo con le amministrazioni comunali per il rilascio della licenza edilizia è tuttora in corso.

L’attività relativa allo smontaggio dei generatori di vapore (“Boilers”) è in attesa di autorizzazione da parte di APAT; è in corso l’effettuazione di una prova di fusione del materiale costituente il fascio tubiero presso un impianto estero.

Per quanto riguarda il recupero ed il trattamento dei fanghi radioattivi, le attività (già autorizzate dall’APAT) sono sospese in mancanza delle necessarie autorizzazioni comunali per la realizzazione delle strutture atte ad ospitare le attrezzature necessarie per l’estrazione e il trattamento dei rifiuti.

Sono iniziate le attività di smantellamento dei componenti del ciclo termico che si completeranno entro l’anno corrente.

Garigliano

In attesa della autorizzazione ad iniziare le attività di smantellamento dell’isola nucleare, sono previste (già autorizzate da APAT nel 2002) alcune attività di bonifica relative al trattamento/condizionamento di rifiuti radioattivi pregressi.

Per ospitare i fusti di rifiuti provenienti da tale attività, era stata prevista la realizzazione di un Deposito temporaneo; a causa di difficoltà con le autorità locali, è stato deciso di trovare soluzioni alternative che prevedono l’adeguamento di edifici esistenti.

In particolare, si è pensato di adeguare l’edificio ex Diesel a deposito. In tal senso, sono state effettuate (periodo novembre-dicembre 2004), con il consenso APAT, le attività di demolizione parziale; è stato intanto presentato, a novembre 2004, ad APAT il Progetto Particolareggiato delle modifiche; l’inizio delle attività esecutive per l’adeguamento sono previste nel 2006.

È in corso la bonifica da amianto dell’edificio Turbina.

Il Progetto Particolareggiato per l’adeguamento del sistema di ventilazione dell’edificio turbina è stato inviato ad APAT.

Inoltre, è stato inviato ad APAT il Progetto Particolareggiato relativo all’abbattimento e ricostruzione del camino (la demolizione è stata ritenuta necessaria a valle della riclassificazione sismica della zona dove l’impianto è situato).

In primo piano

Le tariffe elettriche

Anche nel 2004 le tariffe elettriche italiane si sono mantenute in generale al di sopra della media europea. Fanno eccezione unicamente le **utenze domestiche** a basso consumo, per le quali il sistema tariffario italiano è caratterizzato da prezzi inferiori rispetto alla media europea. Ad esempio, gli utenti con livello di consumo inferiori ai 1.200 kWh annui, sostengono un prezzo lordo inferiore del 40,5% rispetto a quelli degli altri Paesi europei, mentre le utenze con livelli di consumo più elevati (3.500-7.500 kWh) sostengono un prezzo al di sopra della media europea, con scostamenti che arrivano quasi al 45%.

I prezzi dell'energia elettrica per le **utenze industriali**, sia al lordo che al netto delle imposte, risultano invece tra i più elevati in Europa, con scostamenti differenti in funzione del livello di consumo considerato. Al lordo delle imposte, il divario è massimo (45,9%) nel caso della classe di consumo di 2 GWh annui. In generale si può dire che i prezzi italiani, al netto delle imposte, sono cresciuti nel settore industriale più della media europea per le tipologie di utenza industriale con consumi più bassi, mentre sono diminuiti per le utenze più grandi (consumi > 10 GWh annui). Lo stesso vale per i prezzi al lordo delle imposte. Comunque, sia per le utenze domestiche che per quelle industriali, l'aumento degli oneri di sistema ha amplificato la crescita dei prezzi per le classi più piccole e ha ridimensionato il calo dei prezzi per le classi con consumi più elevati.

Le motivazioni dei maggiori prezzi esistenti in Italia rispetto agli altri Paesi europei è da ricercarsi, oltre che nel forte carico fiscale, soprattutto nel basso valore dell'efficienza media degli impianti – nonostante si stia assistendo negli ultimi anni ad una lenta ma costante sostituzione degli impianti obsoleti – e nel mix dei combustibili, molto sbilanciato verso gli idrocarburi che hanno un alto costo per unità termica fornita.

Sul fronte tariffario la tariffa media nazionale al netto delle imposte, dopo aver raggiunto il valore minimo di 10,04 c€/kWh nel secondo trimestre del 2004, ha iniziato nuovamente a risalire a causa dell'incremento del costo del combustibile. Ogni valore tariffario trimestrale è a sua volta suddiviso nelle tre componenti principali: **costi di generazione, costi fissi di trasmissione e oneri generali**. In particolare, i costi di generazione comprendono i costi fissi di generazione, il costo del combustibile, oltre agli oneri dovuti ai certificati verdi pari a 0,02 c€/kWh, alla remunerazione della capacità produttiva pari a 0,06 c€/kWh ed alla remunerazione dei contratti interrompibili pari a 0,15 c€/kWh.

I costi fissi di trasmissione comprendono, oltre ovviamente quelli di trasmissione, quelli di distribuzione, misura e commercializzazione del servizio di vendita, ed altre componenti tariffarie.

Ci sono infine gli oneri generali, che comprendono gli oneri sostenuti appunto nell'interesse generale del sistema elettrico – quali ad esempio i costi di ricerca, quelli per l'incentivazione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, quelli per il *decommissioning* nucleare ecc. – e le componenti che coprono i costi di perequazione e i costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato.

Capitolo 4 - Il Sistema energetico e l'ambiente

CAPITOLO 4 – IL SISTEMA ENERGETICO E L'AMBIENTE

4.1 LE NORMATIVE AMBIENTALI E IL SISTEMA PRODUTTIVO

Questo capitolo approfondisce le problematiche nell'applicazione della Valutazione Ambientale Strategica (VAS) e delle nuove procedure di certificazione EMAS relative ad aree industriali e/o organizzazioni territoriali. I principali obiettivi sono definire ed analizzare il grado di integrazione verticale (dalle direttive UE alle azioni locali) ed orizzontale (dal partenariato per la *governance* ai forum di Agenda 21 Locale) dei principi della sostenibilità e della *governance* nel territorio a partire dalla localizzazione e gestione delle aree industriali. Si sono analizzate le situazioni delle aree industriali nazionali e le problematiche della utilizzazione della normativa UE verso la sostenibilità.

Si intende quindi dare un contributo al fine di mettere in luce le difficoltà attuative nell'integrare differenti strumenti normativi comunitari volontari all'interno di modelli, come la *governance*, o di *policy*, come lo sviluppo sostenibile, e consentire un loro approccio innovativo quanto più possibile inserito nella pianificazione e gestione territoriale.

Introduzione e obiettivi

Il sistema produttivo italiano deve rispondere alle sollecitazioni internazionali e locali, che vanno in direzioni differenti:

- quelle internazionali tendono a ridurre i tempi di risposta sotto il profilo della quantità e qualità dei prodotti realizzati;
- quelle locali tendono a inserire garanzie, espressamente richieste, di carattere sociale, economico e ambientale.

Questo richiede la messa a punto di metodologie di intervento, per renderlo più efficiente nel rispondere alle sollecitazioni internazionali e locali. L'Unione Europea ha cercato di definire un quadro normativo coerente, quali EMAS, VAS, le direttive in tema di informazione sui temi ambientali, che, se applicate, possono rappresentare una risposta unificante delle due sollecitazioni.

Malgrado gli esperti diano grande importanza all'approccio volontario, esso però rimane, allo stato attuale, poco frequentato e viene applicato con notevoli difficoltà.

Le problematiche applicative sono nella linea di ricerca storicamente individuata dall'Agenzia per lo sviluppo sostenibile dell'ENEA e sinteticamente sono: 1) il grado di integrazione verticale (dalle direttive UE alle azioni locali) ed orizzontale (dal partenariato per la *governance* ai forum di AG21L) dei principi della sostenibilità e della *governance* nel territorio a partire dalla localizzazione e gestione delle aree industriali; 2) i metodi sperimentati di programmazione territoriale condivisa dello sviluppo, basati su di un approccio multidisciplinare, comprendente partenariato, programmazione, valutazione e monitoraggio; 3) il rapporto tra ASI (area di sviluppo industriale) e territorio e le problematiche della sua evoluzione verso una sostenibilità; 4) i livelli di *know-how* gestionale e progettuale necessari allo sviluppo di un clima collaborativo e di efficaci rapporti tra le Autorità Locali, i cittadini, il sistema produttivo, gli esperti ed il mondo scientifico e le dimensioni professionali necessarie e richieste al fine di formare nuove figure professionali in grado di progettare e gestire la *governance* e lo sviluppo sostenibile, a partire dalle aree industriali.

Allo stato le analisi evidenziano una difficoltà attuativa nell'integrare differenti strumenti normativi comunitari volontari all'interno di modelli, come la *governance*, o di *policy*, come lo sviluppo sostenibile, e consentire un loro approccio innovativo, quanto più possibile inserito nella pianificazione e gestione territoriale.

4.1.1 *Gli strumenti di politica ambientale industriale*

Le politiche ambientali negli ultimi anni hanno spinto con forza in direzione dell'introduzione di un approccio alla gestione delle problematiche ambientali a carattere volontario.

Oggi, pertanto, accanto all'usuale approccio teso a disciplinare il rapporto tutela dell'ambiente/imprese fondato sul rispetto delle normative e delle prescrizioni in materia (command and control), esiste tutta una serie di strumenti volontari da parte delle imprese (quali i sistemi di gestione ambientale e le relative certificazioni, i finanziamenti verdi, le eco-etichettature eccetera), contenenti requisiti e modalità operative, che possono essere seguiti per il miglioramento delle prestazioni ambientali. Fra essi emergono per importanza gli standard relativi all'organizzazione e disciplina di sistemi di gestione ambientale e le relative certificazioni rilasciate da soggetti terzi ai sensi del Regolamento Europeo EMAS 761/2001.

Il **Regolamento EMAS** è una vera e propria legge ad adesione volontaria elaborata in ambito comunitario e, quindi, direttamente applicabile negli Stati membri dell'UE senza necessità di recepimento. La *ratio* che contraddistingue EMAS è sostanzialmente la stessa della norma ISO 14001 per la realizzazione del sistema di gestione. Le principali differenze che caratterizzano i due strumenti sono riconducibili in primo luogo alla pubblicazione di dichiarazione ambientale, un documento in cui l'azienda presenta all'esterno i propri aspetti ambientali significativi e i programmi che intende perseguire per il loro miglioramento, consentendo a chiunque sia interessato di poter conoscere in quale modo questi siano gestiti dall'azienda.

Un altro rilevante elemento di differenziazione è relativo al procedimento da seguire per sottoporre il proprio sistema di gestione ad una verifica di parte terza: mentre per ISO 14001 la verifica è effettuata da un ente privato, per la registrazione EMAS i verificatori sono accreditati da un Comitato interministeriale (Comitato Ecolabel/Ecoaudit) che si avvale del supporto tecnico dell'APAT.

Considerato che la pubblica amministrazione continua ad essere garante del rispetto delle normative vigenti sia in fase d'autorizzazione sia in fase di controllo sulla conformità dell'operato e dell'osservanza della normativa cogente da parte dei soggetti privati, l'introduzione dei sistemi di gestione volontari ha posto, da subito, la questione relativa ai modi ed alle competenze con cui essa debba affrontare le organizzazioni che decidono di adottare al proprio interno tali strumenti, al fine da una parte di continuare a garantire il pieno rispetto della normativa e dall'altra di incentivare l'adozione di questi comportamenti virtuosi. Le stesse politiche ambientali europee sollecitano le pubbliche amministrazioni ad intraprendere vere e proprie azioni di collaborazione con quelle imprese che mostrano, alla luce delle certificazioni ambientali ottenute, di avere una sensibilità ed un'attenzione particolare nei riguardi dell'ambiente.

Nel Regolamento un intero articolo (art. 11) è dedicato alla promozione della partecipazione ad EMAS delle organizzazioni, in cui sono offerte precise indicazioni agli Stati membri e alle pubbliche amministrazioni (nazionali e locali) sul ruolo che debbono avere e sugli strumenti che possono utilizzare per incentivare l'adesione al Regolamento, con particolare riferimento alle piccole e medie imprese (PMI).

Il 28/01/2005 il Comitato Ecolabel Ecoaudit - Sezione EMAS - approvando un documento sull'applicazione del Regolamento 761/2001 ad "una o all'unione di più zone industriali delimitate, in cui siano individuabili specifici settori di attività o parti di filiere produttive", sottolinea l'importanza di estendere l'utilizzo di strumenti volontari di politica

ambientale ad ambiti produttivi omogenei, così come sopra definiti, e più in generale ad aree industriali (o distretti) e a soggetti gestori (tipicamente Consorzi).

Nell'indicare i requisiti necessari per il rilascio dell'attestato/registrazione al soggetto promotore/gestore, il Comitato tiene conto della particolarità dell'organizzazione e del fatto che questa faccia parte di un'area vasta nella quale operano più imprese. Sarà quindi necessario un coinvolgimento ampio, un'analisi ambientale delle criticità dei settori produttivi/filiere prevalenti, ma anche un'analisi del contesto territoriale; la comunicazione dovrà essere sia interna all'ambito produttivo omogeneo, sia esterna rivolta cioè a tutti i portatori di interesse, in piena conformità al Regolamento EMAS.

In questo contesto gli Enti Locali sono, da una parte, un soggetto attivo di diffusione e promozione dei sistemi di gestione a carattere volontario e, dall'altra, sono essi stessi destinatari delle norme contenute nel Regolamento e quindi organizzazioni registrabili EMAS.

Inoltre essi sono i promotori e gli attuatori delle azioni di semplificazione che lo stesso Comitato EMAS ritiene importanti per sostenere e diffondere la certificazione, accompagnandole da azioni di formazione dedicate, magari da finanziare con fondi europei.

Gli Enti Locali sono anche in grado di pianificare e sviluppare la politica ambientale del proprio territorio potendo contare anche sullo strumento sperimentato di Agenda 21 Locale.

L'Agenda 21 Locale è un processo di miglioramento volontario promosso a livello locale ed è un documento che contiene gli impegni (in campo ambientale, economico, sociale) che una comunità locale si assume per il 21° secolo.

Il suo principale punto di forza risiede nella possibilità di definire in modo diretto, partecipato, endogeno il percorso da compiere per migliorare la qualità della vita, lo sviluppo economico e l'ambiente, coinvolgendo tutti i soggetti interessati. È dunque una procedura fortemente adattabile alle caratteristiche locali e "personalizzabile" in funzione dei processi decisionali, dei livelli tecnologici, delle specifiche problematiche.

All'interno del percorso di Agenda 21 Locale sono individuabili sette fasi principali: l'attivazione del processo, il coinvolgimento del pubblico e dei partner, la predisposizione del quadro diagnostico, l'individuazione delle priorità e la definizione degli obiettivi, la costruzione del Piano d'Azione ambientale, la sua adozione, l'implementazione del piano seguita da monitoraggio e valutazione dei risultati finalizzati alla sua revisione.

L'insieme di queste azioni ha come presupposto la condivisione tra i vari soggetti decisori, sia delle analisi di partenza che del monitoraggio e valutazione, passando per la programmazione e definizione dei piani di sviluppo.

Il corretto svolgimento di queste operazioni si fonda sull'ampia partecipazione al percorso tanto del personale dell'amministrazione pubblica quanto dei rappresentanti (stakeholders) di tutti i settori della comunità locale, che lavorano, suddivisi solitamente per gruppi di lavoro tematici o territoriali, nell'ambito del Forum di Agenda 21. Partendo dalle informazioni contenute nel quadro diagnostico, i gruppi di lavoro giungono alla redazione di un piano contenente gli interventi necessari al perseguimento di uno sviluppo sostenibile della comunità (il Piano d'Azione), che scaturisce dalla concertazione dei vari rappresentanti in merito a obiettivi, mezzi d'azione, criteri di valutazione.

Appare quindi molto rilevante il grado e la qualità della percezione delle tematiche ambientali nella popolazione locale, ai fini di una corretta ed a bassi costi azione di sviluppo sostenibile: va sottolineato come a tutt'oggi tale percezione sia stata trascurata, anche come elemento di analisi nei processi di Agenda 21 Locale (AG21L) attuati in Italia.

Le aree industriali nel processo di AG21L sono state finora largamente sottovalutate, vista l'impostazione di partenza dei processi di AG21L, volti soprattutto a leggere lo stato dell'ambiente in funzione degli elementi naturali e biologici del territorio. Questo ha condotto

ad impostazioni che solo indirettamente prendevano in considerazione gli elementi di impatto derivati dai sistemi produttivi: si può dire che si trattava di un approccio *end of pipe*, piuttosto che di un approccio *bottom up*.

Solo nei territori dove la dimensione economica era storicamente affidata a strutture produttive diffuse, i distretti, o sede di mega impianti industriali, in genere industria pesante o energetica, si è notata un'attenzione diretta agli aspetti industriali (le problematiche ambientali).

Va invece rimarcato come (indagine sulla percezione dei rischi ambientali), il percorso di AG21L presenta comunque dei limiti nel momento in cui si passa dal Programma di Azione Locale (PAL) all'attuazione dei programmi previsti, e imponga un approccio preventivo e di sostegno, piuttosto che *command and control*. Per la sua diffusione va quindi anche modificato l'approccio fin'ora prevalente, riportando i decisori ed i cittadini ad un rapporto stretto con i produttori.

4.1.2 La Valutazione Ambientale Strategica ex direttiva 2001/42/CE

La direttiva europea 2001/42/CE concernente "la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente naturale", cosiddetta direttiva VAS entrata in vigore il 21 luglio 2001, rappresenta un importante passo avanti nel contesto del diritto ambientale europeo. Essa si pone come obiettivo quello di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e individua nella Valutazione Ambientale Strategica lo strumento per l'integrazione delle considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione e dell'adozione di piani e programmi al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile. In tal modo garantisce che gli effetti ambientali derivanti dall'attuazione di determinati piani e programmi (art. 3), siano presi in considerazione e valutati durante la loro elaborazione e prima della loro adozione.

La Valutazione Ambientale Strategica, quindi, si delinea come un processo sistematico inteso a valutare le conseguenze sul piano ambientale delle azioni proposte – politiche, piani o iniziative nell'ambito di programmi nazionali, regionali e locali - in modo che queste siano incluse e affrontate, alla pari delle considerazioni di ordine economico e sociale, fin dalle prime fasi (strategiche) del processo decisionale.

In altre parole, la Valutazione Ambientale Strategica assolve al compito di verificare la coerenza delle proposte programmatiche e pianificatorie con gli obiettivi di sostenibilità, a differenza della Valutazione di Impatto Ambientale che si applica a singoli progetti di opere.

L'elaborazione delle procedure individuate nella direttiva 2001/42/CE rappresenta uno strumento di supporto, sia per il proponente che per il decisore, per la formazione degli indirizzi e delle scelte di pianificazione fornendo opzioni alternative rispetto al raggiungimento di un obiettivo mediante la determinazione dei possibili impatti delle azioni prospettate.

In sostanza la VAS diventa per il Piano/Programma, elemento costruttivo, valutativo, gestionale, di monitoraggio.

Quest'ultima funzione di monitoraggio rappresenta uno degli aspetti innovativi introdotti dalla direttiva, finalizzato a controllare e contrastare gli effetti negativi impreveduti derivanti dall'attuazione di un piano o programma e adottare misure correttive al processo in atto. Tra le altre novità introdotte dalla direttiva si segnala il criterio di ampia partecipazione e tutela degli interessi legittimi e trasparenza nel processo decisionale che si attua attraverso il coinvolgimento e la consultazione in tutte le fasi del processo di valutazione delle autorità "che, per le loro specifiche competenze ambientali, possano essere interessate agli effetti sull'ambiente dovuti all'applicazione dei piani e dei programmi" e del pubblico che in qualche modo risulta interessato dall'iter decisionale;

L'applicazione della Valutazione Ambientale Strategica a piani e programmi implica necessariamente una riflessione su quali metodologie adottare, sul livello di pianificazione cui applicare la VAS e sul coordinamento tra i diversi strumenti di programmazione, sul ruolo della partecipazione e del monitoraggio.

La direttiva comunitaria descrive i requisiti minimi cui fare riferimento per una sua corretta applicazione: elenca in maniera non esaustiva la tipologia di piani cui applicare la VAS e detta le fasi entro cui si deve esplicitare il processo. Chiaramente non entra nel dettaglio delle metodologie di applicazione e dei soggetti - istituzionali e non - coinvolti nel processo, limitandosi a definire alcuni principi di base.

Nello studio viene svolta un'analisi critica delle problematiche aperte tentando di fornire elementi per una soluzione: ambito di applicazione della direttiva e rapporti col procedimento/soggetti della pianificazione, procedura e metodologia, contestualità della valutazione rispetto alla definizione del piano e del programma, partecipazione del pubblico e degli *stakeholders*, ruolo degli attori nel processo di programmazione e di valutazione, metodologie di partecipazione.

Ai fini della valutazione, è necessario definire con chiarezza il momento della valutazione, ovvero se la valutazione viene applicata al piano/programma già definito oppure se essa è parte integrante dell'intero processo di pianificazione e quindi di decisione. Ma è anche necessario definire con precisione il livello di pianificazione cui applicare il procedimento, per evitare che esso sia troppo "in alto" rispetto al manifestarsi degli effetti ambientali, oppure troppo "in basso" perdendo in tal modo l'evidenziazione di tutto il sistema socio-economico ambientale complesso su cui si esercitano gli effetti del piano (relazione Stato-Enti Locali).

Infine, trattandosi di elementi indispensabili ma problematici, serve delineare con chiarezza il ruolo e le modalità della partecipazione degli *stakeholders* diversamente individuati a seconda del livello di piano, e del monitoraggio.

Gli approcci adottati finora dalle Regioni sono diversi, e diverse sono anche le disposizioni di legge: in alcune si parla di VAS, in altre si parla di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) applicata ai piani e programmi. A grandi linee si possono distinguere due indirizzi principali:

- da una parte, la VAS viene intesa come un'estensione della procedura di VIA, (applicate finora ai progetti di opere ed interventi) anche agli strumenti di programmazione e di pianificazione. Questo è ad esempio l'approccio adottato finora dalla Valle d'Aosta, ed è anche l'impostazione del progetto di legge quadro sulla VIA in discussione ormai da anni. Infatti il PdL, all'art. 6 per i piani di rilievo nazionale ed all'art. 11 per quelli di rilievo regionale, prevede semplicisticamente l'applicazione dei principi della procedura di VIA alla valutazione ed approvazione dei piani e programmi.
- dall'altra, la VAS viene considerata come un'integrazione delle tematiche ambientali negli strumenti di programmazione e pianificazione per una valutazione preventiva della sostenibilità ambientale degli effetti derivanti dall'attuazione degli stessi piani e programmi. In questa direzione vanno ad esempio le leggi urbanistiche di alcune Regioni come la Toscana, la Liguria e l'Emilia-Romagna (LR n. 5/1995 - Regione Toscana, LR n. 36/1997 - Regione Liguria e LR n. 20/2000 - Regione Emilia-Romagna).

Per ciò che riguarda la VAS applicata ai Fondi Strutturali, le Regioni risultano ovviamente più avanti; esse infatti hanno dovuto già applicare la Valutazione Ambientale Strategica ai piani e programmi da sottoporre ai finanziamenti comunitari come previsto dal Regolamento CE 1260/1999 approvato il 21 giugno del 1999. In questi casi il criterio seguito

dalle Regioni è quello definito dalle Linee guida del Ministero dell'Ambiente (derivate a loro volta da quelle della Commissione Europea) che prevede tre tipi di valutazione: una ex-ante, una in itinere, e una valutazione ex-post. Dalla discussione in corso a livello interregionale si è rilevato che tale criterio potrebbe rappresentare un utile punto di riferimento anche per la VAS applicata ai piani e programmi secondo la direttiva 42/2001/CE, superando così l'indecisione tra le due metodologie sopra richiamate.

4.1.3 *La direttiva 2003/4/CE in materia di accesso ai documenti ambientali*

Il Parlamento Europeo ed il Consiglio dell'Unione Europea in data 28 gennaio 2003 hanno adottato la direttiva n. 2003/4/CE in materia di accesso al pubblico all'informazione ambientale che abroga la Direttiva n. 90/313/CEE. La recente direttiva, recepita il 14/2/2005, amplia notevolmente l'ambito applicativo del diritto di accesso del pubblico all'informazione ambientale ed estende notevolmente, rispetto alla disciplina in vigore, sia da un punto di vista quantitativo che qualitativo, la definizione di "informazione ambientale", arrivando a ricompredervi, nell'*articolo 2*, "lo stato degli elementi dell'ambiente (aria, acqua, atmosfera, suolo, territorio, paesaggio, siti naturali, le zone costiere e marine, la diversità biologica), le politiche, lo stato della salute e della sicurezza umana, i fattori di impatto e rischio, i siti di interesse culturale.

Parallelamente l'Unione Europea prevede che le autorità pubbliche siano tenute a rendere disponibile l'accesso all'informazione ambientale a chiunque ne faccia richiesta, senza che il richiedente debba dichiarare il proprio interesse. L'informazione ambientale è messa a disposizione del richiedente quanto prima possibile o al più tardi entro un mese dal ricevimento, da parte dell'autorità pubblica, della richiesta del richiedente. Se il volume e la complessità delle informazioni richieste sono tali che non è possibile soddisfare la richiesta entro questo termine, è accordato un termine di due mesi a decorrere dalla data di ricevimento della richiesta.

Per quanto riguarda l'oggetto del diritto di accesso, sempre la direttiva in questione, nell'*articolo 7*, precisa, a differenza del passato, il contenuto minimo di informazione che dovrà esser messa a disposizione: "L'informazione che deve esser resa disponibile comprende almeno: testi di trattati, convenzioni e accordi internazionali, atti legislativi comunitari, nazionali regionali locali concernenti direttamente o indirettamente l'ambiente; le politiche, i piani e i programmi relativi all'ambiente; le relazioni sullo stato dell'ambiente; dati ricavati dal monitoraggio ambientale; le autorizzazioni con impatto significativo sull'ambiente; gli studi sull'impatto ambientale".

Entro il 14 agosto 2009 ciascuno Stato membro dovrà trasmettere alla Commissione un rapporto sull'esperienza acquisita nell'applicazione della presente direttiva. La Commissione presenterà al Parlamento Europeo e al Consiglio una relazione corredata delle eventuali proposte di revisione che riterrà opportune.

Nell'ambito del governo del territorio si è ritenuto importante conoscere come gli Enti Locali gestiscono la comunicazione verso le parti interessate dei dati di carattere ambientali legati all'applicazione degli strumenti individuati precedentemente: Dichiarazione Ambientale nel percorso di registrazione EMAS; Relazione sullo Stato dell'Ambiente e Programma di Azione Locale durante il processo di A21L ed infine i dati dei monitoraggi ambientali effettuati sul territorio nell'ambito delle proprie competenze istituzionali. Quest'analisi assume rilevanza in quanto la condivisione delle politiche ambientali sul territorio si deve basare sulla trasparenza dei dati ambientali e sulla comunicazione coordinata tra le parti interessate.

4.1.4 *Insedimenti produttivi italiani: Aree Ecologicamente Attrezzate e Aree di Sviluppo Industriale*

L'area ecologicamente attrezzata (AEA) è stata introdotta nell'ordinamento legislativo italiano dal d.lgs. n. 112/98 (Bassanini), che prevede all'art. 26 che "le Regioni disciplinino, con proprie leggi, le aree industriali e le aree ecologicamente attrezzate, dotate delle infrastrutture e dei sistemi necessari a garantire la tutela della salute, della sicurezza e dell'ambiente".

L'introduzione di questo nuovo concetto di area produttiva, pensata in chiave ambientale, dotata di requisiti tecnici ed organizzativi finalizzati a minimizzare ed a gestire in modo integrato le pressioni sull'ambiente, nasce dalla necessità di sostituire il cosiddetto approccio "end of pipe" (abbattimento dell'inquinamento a fine ciclo) con il principio di precauzione e prevenzione dall'inquinamento. In particolare non si tratta di agire sulle specifiche dotazioni ambientali delle imprese, come avvenuto fino ad ora, ma di organizzare il sito produttivo in modo da agevolare, sia economicamente sia tecnicamente, le singole imprese insediate a realizzare i loro obiettivi ambientali, siano essi prescrittivi o volontari.

Le aree ecologicamente attrezzate devono essere progettate, realizzate e gestite sulla base di criteri di ecoefficienza, al fine di garantire un sistema di gestione integrato degli aspetti ambientali, la riduzione e la prevenzione dell'inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo, la tutela della salute e della sicurezza nonché un miglioramento ambientale diffuso del territorio.

Gli impianti produttivi localizzati nelle aree ecologicamente attrezzate sono esonerati dall'acquisizione delle autorizzazioni concernenti l'utilizzazione dei servizi ivi presenti.

Osservando il panorama legislativo regionale italiano sull'attuazione dell'art. 26 del d.lgs. n.112 del 1998, si rileva come a legiferare in modo completo, cioè con legge regionale e relativo regolamento attuativo, siano state solo la Liguria (*LR 9/1999 e DGR 648/2003*), l'Emilia Romagna (*LR 20/2000*) e recentemente le Marche (*LR 20/2003 e DGR 157/2005*). Altre due Regioni hanno emanato una legge in materia ma entrambe senza regolamento di completamento, Toscana e Puglia.

Sulla legge della Regione Puglia è intervenuta la sentenza 69/2004 della Corte Costituzionale che dichiara l'illegittimità costituzionale dell'art. 4 per violazione delle norme costituzionali in materia d'attribuzione di potere - artt. 114, 117 e 120.

Altre Regioni hanno provveduto solo ad emanare una legge di recepimento di quanto previsto sul conferimento delle funzioni amministrative dal d.lgs. n. 112/1998, a Regioni, Province e Comuni e non specificamente sull'art. 26.

All'interno di tale legge di recepimento generalmente si prevede che la Regione emani entro congruo termine la legge che individui criteri e parametri per la definizione di aree industriali attrezzate e di aree ecologicamente attrezzate e si delineano sommariamente le competenze di Regione, Province e Comuni, rimandando a una legge ad hoc sull'argomento e a un regolamento che predisponga gli strumenti concreti di attuazione della legge.

Pertanto sulla base dei pochi riferimenti normativi e sulle scarse esperienze realizzate oltre confine (come l'area dell'Europole Mediterranee de l'Arbois di Marsiglia, dotata di strutture edilizie ad elevata qualità ambientale - strutture bioclimatiche ecocompatibili, stazione di selezione rifiuti, sistemi di fitodepurazione - e con un Consorzio di gestione certificato ISO 14001), si può pensare all'AEA come ad un'area in cui vi è una comunità d'impresie erogatrici di beni e servizi, legate tra loro da reti infrastrutturali che migliorano le *performance* economiche e minimizzano gli impatti ambientali attraverso la collocazione nella gestione dell'ambiente, delle risorse naturali e dell'energia.

Più sinteticamente potremmo definire come elementi caratterizzanti di un'area industriale ecologicamente attrezzata quelli di seguito riportati:

- 1) soggetto gestore delle infrastrutture, dei servizi e delle attrezzature in dotazione;
- 2) contenuti tecnologici e infrastrutturali di qualità;
- 3) gestione ambientale di qualità.

Da questo modello le imprese facenti parte dell'area riceverebbero un beneficio che è maggiore della somma dei benefici che ogni compagnia avrebbe realizzato ottimizzando esclusivamente le proprie *performance*.

Le **Aree di Sviluppo Industriale** (ASI) (così come disciplinate dalla L. 634/1957, L. 64/1986 e L. 317/1991 e successive modifiche) si possono invece articolare in più nuclei industriali identificando un territorio (ampio e tendenzialmente omogeneo) di pertinenza di più Comuni all'interno del quale sussistono le condizioni per attuare una trasformazione economico-ambientale compatibile con un processo di sviluppo industriale secondo linee predeterminate. Le ASI, come strumento di concentrazione, sono uno strumento capace di contemperare insieme le esigenze sia generali sia scientifiche delle imprese per conseguire, al meglio determinati obiettivi, tra cui:

- a) l'ottimizzazione dell'offerta d'infrastrutture e di suoli;
- b) la riduzione dei conflitti tra i richiedenti d'uso, dei suoli migliori, per ubicazione e locazione;
- c) l'offerta dei servizi alle imprese;
- d) la difesa ed il controllo ambientale.

In ogni ambito produttivo industriale il soggetto gestore assume un ruolo di primaria importanza. In particolare un'area industriale può essere gestita da due tipologie di Consorzi con personalità giuridica pubblica economica: il Consorzio industriale di "intermediazione immobiliare" e il Consorzio industriale "gestore di impianti". Il primo svolge esclusivamente un'attività di compravendita di lotti di terreno occupandosi della loro urbanizzazione primaria (strade, impianti di approvvigionamento idrico, allacci in fognatura ecc.) ma senza amministrare o essere proprietario di infrastrutture consortili. In particolare provvede:

- all'acquisizione ovvero all'espropriazione e alla progettazione di aree attrezzate per insediamenti produttivi, ivi compresa l'azione promozionale per l'insediamento di attività produttive in dette aree, alla progettazione e realizzazione delle opere di urbanizzazione e dei servizi, nonché all'attrezzatura degli spazi pubblici destinati ad attività collettive;
- alla vendita e alla concessione alle imprese di lotti in aree attrezzate;
- alla costruzione in aree attrezzate di fabbricati, impianti, laboratori per attività industriali ed artigianali, depositi e magazzini;
- alla vendita e alla locazione alle imprese di fabbricati e di impianti in aree attrezzate.

Il secondo, oltre a creare le condizioni necessarie per lo sviluppo di attività produttive, svolge un ruolo importante nella costruzione e gestione degli impianti a servizio delle imprese (depuratore, cogeneratore, impianto approvvigionamento idrico, impianti antincendio ecc). In particolare provvede:

- alla costruzione e alla **gestione** di impianti di depurazione degli scarichi degli insediamenti produttivi, di stoccaggio di **rifiuti** speciali tossici e nocivi, nonché al trasporto dei medesimi;
- al recupero degli immobili industriali preesistenti per la loro destinazione a fini produttivi;

- all'esercizio e alla **gestione** di impianti di produzione combinata e di distribuzione di energia elettrica e di calore in regime di autoproduzione.
- alla depurazione dei reflui industriali e al trattamento delle acque per uso industriale.

Rispetto al primo tipo di Consorzio, questo secondo soggetto gestore ha una capacità sicuramente maggiore nel controllo e nel miglioramento degli impatti ambientali generati dall'area industriale.

Entrambi comunque possono/devono inserire nei loro campi di azione la fornitura di servizi quali:

- assistenza tecnica in tema di rispondenza alle norme ambientali e di certificazione;
- formazione;
- individuazione di tecnologie innovative;
- promozione del territorio;
- certificazione diretta dell'organizzazione o dell'area.

4.1.5 Governance

La *governance* è diventata, in particolare negli ultimi quindici anni, uno degli elementi di confronto dei comportamenti istituzionali, scientifici e culturali. Oggi, difatti, si sente parlare sempre più di frequente di “cultura della *governance*”, quella cultura che unisce i comportamenti e determina le regole del confronto fra le istituzioni, le imprese e le persone.

Questo processo, sicuramente endogeno per nascita e caratteristiche, ricorda, storicamente, l'altro grande processo di unificazione delle regole di comportamento verificatosi sul continente europeo, e poi diffusosi nei territori limitrofi, avvenuto con la diffusione della “cultura del diritto romano”.

È naturalmente prematuro poter affermare che avrà gli stessi importantissimi effetti, ma persiste l'elemento fondamentale rappresentato dal fatto che di *governance* si discute nell'intero continente europeo, che esperti di tutta Europa si confrontano sulla sua base, che decisioni che riguardano lo sviluppo ed i bisogni dei cittadini sono prese in suo nome.

La definizione che viene riportata all'interno del volume “La *governance* europea. Un libro bianco” richiama il concetto di *governance* come quello che “designa le norme, i processi e i comportamenti che influiscono sul modo in cui le competenze sono esercitate a livello europeo, soprattutto con riferimento ai principi di apertura, partecipazione, responsabilità, efficacia e coerenza” (Commissione Europea, 2001).

Così facendo la Commissione sembrerebbe aver voluto delineare quali sono i limiti nei quali opera la *governance* auspicabile, quella cioè che contribuisce più di ogni altra a promuovere, mediante la partecipazione, l'integrazione e la trasparenza, valori universali comuni nella società (Commissione europea, 2002).

Nell'ambito dello studio, si è ritenuto inoltre opportuno cercare di chiarire se i nuovi modelli di *governance* per uno sviluppo territoriale sostenibile avessero dato luogo a processi nei quali gli argomenti e le modalità della sostenibilità e le azioni volontarie di certificazione avessero influenzato-modificato le attuazioni delle azioni di *governance* del territorio.

L'analisi che è stata condotta ha cercato di fare luce sulle problematiche emerse nelle varie fasi del processo (partenariato, programmazione, progettazione ed attuazione), facendo emergere i possibili comportamenti risolutivi delle stesse. Si è cercato inoltre di capire se le norme europee in tema di Fondi Strutturali abbiano fornito un reale supporto metodologico e pratico ai soggetti interessati; se queste norme e queste buone pratiche, molto enfatizzate e promosse in ambito UE, siano risultate essere effettivamente migliorative per lo sviluppo

territoriale verso lo sviluppo sostenibile, e se si in che misura rispetto alle pratiche gestionali del passato.

I dati indicano abbastanza chiaramente che si sono generate delle innovazioni procedurali che hanno reso più efficiente il metodo di programmazione e hanno permesso uno sviluppo maggiormente integrato del territorio. Questo è particolarmente vero per le azioni di partenariato e per la definizione del programma di azione e dei progetti attuati in esso inseriti.

Mancano però collegamenti alla situazione ambientale del territorio, e, più in generale, al concetto di sostenibilità inteso in senso completo (economico, istituzionale, ambientale e sociale).

Le AG21L appaiono slegate anche nella fase e nei risultati del monitoraggio ambientale, dalle azioni di *governance*, mentre la certificazione non compare nelle azioni programmatiche e progettuali. Rimangono sul tappeto in positivo le capacità di analisi e progettazione e di gestione dei progetti europei, per i quali notevoli competenze sono state acquisite dalle istituzioni locali, ma raramente esse si integrano con le competenze ambientali e di gestione del sistema industriale e produttivo, e più in generale, arrivano a comporre un sistema multidisciplinare in grado di integrare partecipazione, programmazione, progettazione, monitoraggio.

La stessa VAS non appare tra gli strumenti usati nella *governance*, pur essendo essa una normativa di riferimento stringente, almeno in termini regionali.

La capacità di valutazione dei progetti e delle azioni di *governance* è ormai consolidata, ma raramente arriva all'analisi sugli indicatori di sostenibilità, limitandosi, ed è già un passo avanti, ad indicatori di efficacia e socioeconomici, anche se spesso non sono chiaramente definiti o risultano troppo generici.

Lo studio ha evidenziato un'attenzione alla capacità di spesa delle istituzioni, attenzione che influenza il processo decisionale, contribuendo alla tendenza a spendere le risorse là dove il loro assorbimento è sperimentato, ed è contraria all'adozione di approcci e orientamenti maggiormente innovativi.

Situazione sistema produttivo e aree industriali

Dagli studi compiuti da ENEA per il Ministero dell'Ambiente si deduce una sintetica rappresentazione della situazione del sistema industriale nazionale sotto il profilo della sostenibilità, presentata nelle tabelle di seguito (Relazione sullo stato dell'ambiente).

Applicando lo schema DPSIR si sono indicati sia gli elementi di impatto che alcuni elementi di risposta.

Tabella SWOT sul sistema produttivo nazionale: problematiche ambientali

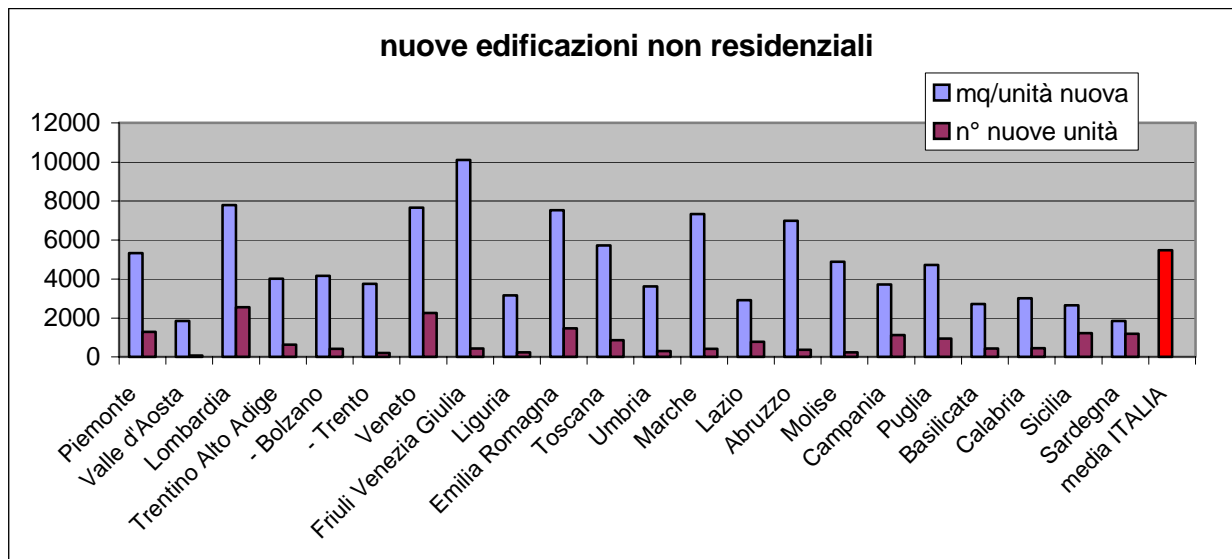
	Forza	Debolezza	Opportunità	Rischi
Acqua	Attività programmazione depuratori	Situazione di forte impatto	Migliorare le prestazioni attraverso la VAS	Aumentare gli impatti ambientali e superare il "limite" di uscita a norma per il Cr3
		Refluo distribuito in zone ad alto valore agricolo	Combinazione di reflui industriali e civili	Distorsione cicli biologici per disarmonia con cicli industriali e climatici
		Mancato recupero del Cr3 e di metalli pesanti	Applicazione EMAS I e II	
Rifiuti	Presenza di discariche per fanghi	Discariche piene	Progettazione e gestione di Inceneritori o termovalorizzatori	Elevato conflitto socio-ambientale, riduzione suolo disponibile
Aria	Avvenuta riduzione dell'uso di solventi	Elevato utilizzo di solventi	Ulteriore riduzione dell'uso di solventi	
		Emissione da sistema trasporti dovuto al modello diffuso	Modifica del ciclo produttivo riducendo i passaggi tra imprese	
Suolo	Separazione parziale tra area industriale e residenziale	Carente separazione, in alcuni comuni tra area industriale e residenziale	Separazione ulteriore tra area industriale e residenziale e creazione di corridoi naturali	Riduzione flessibilità produttiva per indisponibilità di suolo per nuovi insediamenti
	Nuovi indirizzi produttivi basati sulla conoscenza e non sui materiali	Eccessiva occupazione di suolo con edificazione estensiva e riduzione spazi per attività antropiche	Progettazione di nuovi cicli produttivi ad alta tecnologia e conoscenza e basso impatto	
Tecnologia	Innovazione tecnologica nelle imprese per ridurre l'impatto	Impossibilità di incrementare la produzione senza occupare nuovi spazi	Acquisizione di competitività internazionale, modifica del ciclo produttivo	Perdita di quote di mercato
Istituzioni	Elevato valore economico e sociale del territorio circostante	Legislazione ambientale di difficile interpretazione e applicazione	Miglioramento efficienza istituzioni locali e centrali	Perdita capacità innovative e di risposta efficiente alle domande di sviluppo
	Inserimento delle aziende nel contesto sociale regionale e provinciale	fenomeni di immigrazione di massa	Internazionalizzazione dei rapporti commerciali e professionali	
	Attenzione istituzionale allo sviluppo sostenibile	uso congestionato del territorio	Flessibilità nella destinazione del suolo	
	Uso di fondi UE per attività di analisi e programmazione ambientale	Progettazione non sinergica tra istituzioni e imprese	Formazione di alte professionalità ambientali	
Trasporti	Potenzialità di sistemi integrati di trasporto	Sistema trasporti congestionato	Progetto di logistica integrata: gestione comune e coordinata acquisti, approvvigionamento, magazzini, movimentazioni	Aumento dei costi e dei tempi di commercializzazione; perdita di qualità della vita; problemi da patologie ad alto costo sociale
Energia	Metanizzazione ormai completata	Consumi energetici elevati	Uso di fonti rinnovabili	
	Sistemi di produzione e distribuzione	Individualismo degli imprenditori e scarsa capacità sinergica	Sinergie distrettuali per ottimizzazione consumi e produzione	Aumento dei costi energetici ed ambientali
	Scarsa attenzione ai conflitti		Introduzione di soluzioni gestionali per supportare le tecnologie già disponibili	

Fonte: elaborazione ENEA, 2004

4.1.6 Situazione nazionale ASI

Una delle questioni ambientali più rilevanti del sistema produttivo attuale attiene al fatto la dispersione in una altissima quantità di imprese delle varie attività, comporta una direttamente correlata altissima occupazione del territorio.

Figura 4.1.1 - Crescita delle nuove edificazioni non residenziali



Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT 2000

Il grafico mostra come si abbia anche in situazioni di difficoltà della produzione, una crescita sostanziale degli spazi destinati alle imprese, sia dell'industria che del terziario, con Regioni come Lombardia, Veneto, E. Romagna, Piemonte, Friuli V. Giulia e Abruzzo che superano la media nazionale.

Si hanno attualmente due fenomeni relativi all'occupazione del suolo. Uno che vede prevalere nella nuova destinazione di aree industriali dismesse, le attività terziarie, quali commercio, informatica e telecomunicazioni e consulenza aziendale di vario tipo; l'altro che vede le istituzioni locali di molti distretti negare nuove licenze edilizie per nuovi capannoni.

Si sottolinea peraltro che dato il modello distrettuale, scarsamente innovativo e basato sulla piccola impresa, la sua espansione territoriale non sarebbe, e non è accompagnata da incremento nella capacità di innovazione, ma determinata solo da una non sempre sana demografica di impresa.

Entrambi i fenomeni inoltre avvengono sotto la spinta, intrinsecamente contraddittoria ove non supportata da dati di fatto specifici, delle popolazioni locali a mantenere alti livelli di vita e di sviluppo, ma contemporaneamente di impedire la localizzazione di impianti "potenzialmente" dannosi per la salute o "limitativi" di eventuali altre destinazioni future di parti limitrofe dello stesso territorio (turismo e agricoltura di qualità).

Tra le situazioni nazionali spicca Vicenza, per la quale i dati complessivi (Consumo del territorio) indicano che la popolazione provinciale (608 mila abitanti nel 1950 saliti oggi a 807 mila) ha avuto un incremento in mezzo secolo del 32%. Una crescita molto ampia, ma nemmeno lontanamente paragonabile a quella della superficie urbanizzata, passata dai 8.674 ettari del 1950 agli attuali 28.137 ettari, con un rapporto percentuale del 324%, pari a dieci volte tanto, correlata alla quale si nota una concomitante forte riduzione dei terreni destinati all'agricoltura. Agricoltura peraltro di forte pregio biologico, date le importanti cultivar solo ivi presenti, come alcune del mais.

Questo processo presenta una situazione diversa tra nord, sud e centro, a causa dei differenti livelli di industrializzazione, ma la nuova normativa nazionale sull'individuazione delle aree industriali ed aree ecologicamente attrezzate da destinare ad insediamenti produttivi non ne ha attenuato l'insostenibilità, sebbene tale normativa sia stata recepita da alcune Regioni. Ciò è dovuto sostanzialmente alla complessità anche scientifica della normativa ed alla sua scarsa integrazione, e al fatto che presupponeva livelli di semplificazione e capacità programmatiche che le Regioni non sono sempre state in grado di raggiungere. Di conseguenza, si è continuato ad operare con il vecchio istituto dei Piani Attuativi Comunali, come i Piani per gli Insediamenti Produttivi (PIP), e delle aree industriali attrezzate a carattere sovracomunale, come i Piani delle aree e dei nuclei di sviluppo industriale (ASI) per fare fronte ad una permanente richiesta di aree industriali, con crescenti difficoltà a collocare le nuove imprese nel nord e in parte nel centro.

Si ottiene quindi che le ASI sono ritenute comunque insufficienti sull'intero territorio nazionale, e invece di spingere per la qualificazione dell'esistente, sia aree che singole imprese, si continua a supportare una richiesta "di edificazione di capannoni a bassa tecnologia ed alto impatto", mentre i costi di insediamento permangono alti, proprio nelle aree a più alta densità di impresa, come il nord-est.

4.1.7 *Innovazioni istituzionali*

L'innovazione istituzionale è uno dei settori maggiormente rilevanti a livello internazionale e nazionale per la determinazione delle capacità e potenzialità di un paese. La sua importanza deriva sia dalla attuale accresciuta attività normativa riguardante scambi economici e rapporti istituzionali, che dalle ineludibili ricadute gestionali delle normative nazionali sul sistema produttivo. La velocità e l'efficacia con cui un paese recepisce, ad esempio le norme del WTO piuttosto che della UE, ne determina la *performance* istituzionale; a queste problematiche internazionali si aggiungono naturalmente quelle interne proprie degli Stati nazione, nei rapporti tra ruoli, compiti, funzioni e strutture delle pubbliche amministrazioni, centrali e locali.

Il concetto di innovazione istituzionale riguarda leggi nazionali, normative regionali e comunali, rapporto ricerca-industria-innovazione, supporto offerto dal quadro legislativo alla competitività delle imprese, norme di finanziamento, partecipazione a progetti su Fondi strutturali, norme ambientali e quant'altro; ed a esso si collega la certificazione ambientale e la capacità di programmazione condivisa, come la *governance*.

Inoltre, è direttamente collegata all'efficacia delle nuove leggi introdotte nel promuovere la competitività delle imprese

Infatti, ai fini della costruzione dell'Indice di Innovazione di un paese, vengono misurati numerosi indicatori, accettati a livello internazionale. L'indice innovativo finale è costituito a sua volta dalla media ponderata dei risultati relativi alle singole macro-aree. Per non appesantire il testo si riportano qui solo alcuni degli indicatori, inerenti le tematiche istituzionali ed ambientali.

Tabella 4.1.1 - Elenco indicatori per il calcolo dell'indice di innovazione

<u>Dotazione infrastrutturale di base</u>
Densità della rete stradale
Densità della rete ferroviaria
Qualità del trasporto aereo
Adeguatezza dell'infrastruttura energetica
Efficacia nell'implementazione delle nuove tecnologie dell'informazione e delle telecomunicazioni
<u>Caratteristiche generali del contesto istituzionale</u>
Supporto legale allo sviluppo e all'applicazione delle tecnologie
Efficienza dello Stato
Applicazione e rispetto delle leggi
Contributo del contesto legale e regolamentativo di ogni singolo Paese allo sviluppo e all'applicazione di nuove tecnologie
Valutazione sintetica del grado di efficienza complessiva dell'organizzazione dello Stato

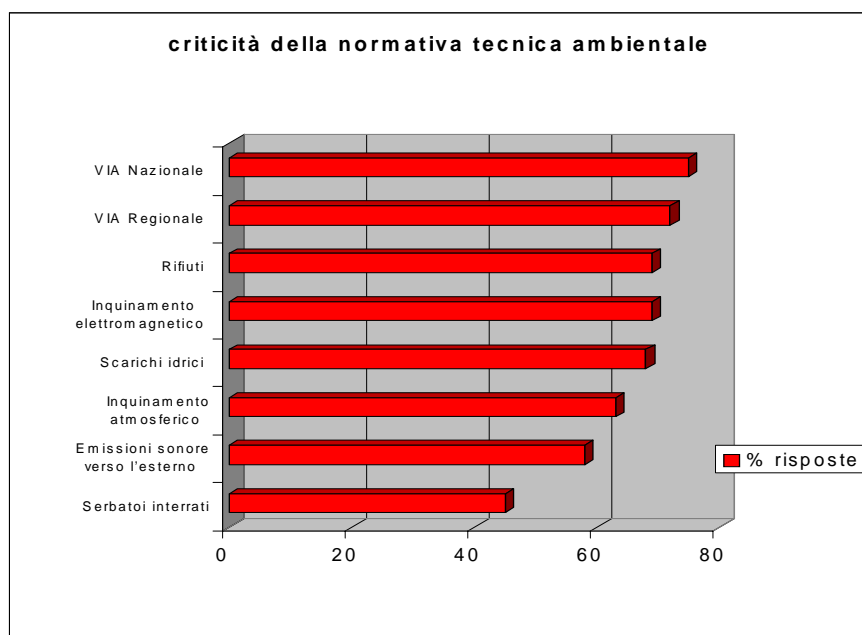
Fonte: elaborazione ENEA su dati IMD World Competitiveness Yearbook, 2003.

Appaiono come indicatori da misurare quindi elementi identificabili come: il supporto offerto dal quadro legislativo di riferimento alla competitività delle imprese ed efficacia delle nuove leggi introdotte nell'ultimo anno di riferimento nel promuovere la competitività delle imprese, la comprensibilità e, quindi, l'applicabilità delle norme, la semplicità gestionale delle stesse (Rapporto innovazione di sistema).

Con riferimento alla situazione italiana, appare opportuno citare una ricerca (Formez-Confindustria, Confartigianato e CNA, 2003) inerente la complessità della pubblica amministrazione in Italia, estrapolandone alcuni elementi a contenuto ambientale.

Una difficoltà applicativa delle normative tecniche da parte delle imprese significa che esse stesse necessitano di supporto tecnico gestionale, che hanno costi interni aggiuntivi non sempre quantificabili e che quindi spesso si trovano a dovere rimandare scelte impiantistiche necessarie per l'incertezza nella gestione dei processi attuativi.

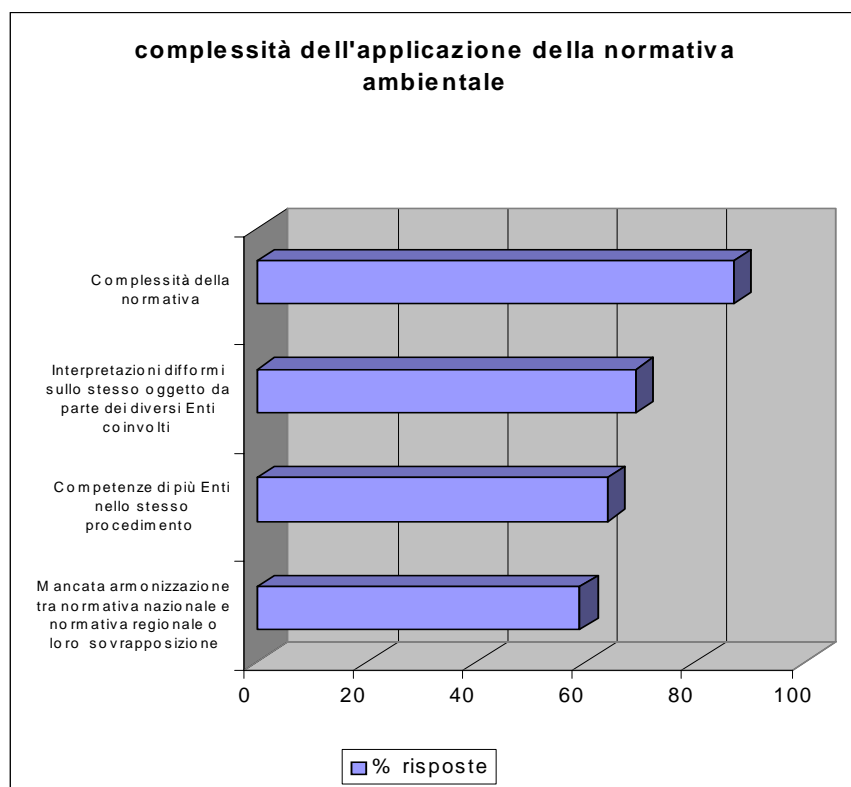
Figura 4.1.2 - Criticità della normativa tecnica ambientale



Fonte: Ricerca Formez-Confindustria, 2003

Dal punto di vista gestionale ciò che rende difficoltoso/compleso l'iter procedimentale del settore ambiente è individuabile come indicato nella figura seguente.

Figura 4.1.3 - Complessità della normativa ambientale



Fonte: elaborazione ENEA su dati FORMEZ-Confindustria

L'analisi sulla complessità della applicazione della normativa ambientale, indica una situazione gestionale particolarmente difficile, nella quale elementi di confusione di merito si sovrappongono a contrasti di competenze tra istituzioni ed organi di controllo differenti, all'interno della quale spicca l'assenza della certificazione volontaria come elemento unificante e di semplificazione dell'approccio da parte delle imprese.

4.1.8 Conclusioni

Le aree industriali ed i distretti sono ancora visti come elementi di sviluppo a bassa tecnologia e quasi puramente quantitativo; appare assente la motivazione qualitativa e la tematica della sostenibilità nella loro progettazione e programmazione e gestione.

Permane una dicotomia tra le liste di indicatori proposti (Quadro Comunitario di Sostegno, VAS ex-ante) e i set di indicatori effettivamente utilizzati e la loro disponibilità fattuale sul territorio; il che segnala anche la necessità di una revisione della strumentazione a disposizione delle istituzioni locali per riempire data base omogenei di indicatori. Appare evidente la necessità, come meglio detto in seguito, di accompagnare la VAS con dotazioni strumentali e professionali all'altezza delle informazioni scientifiche richieste.

Permane l'assenza o la genericità di un insieme organico di obiettivi e di criteri di sostenibilità ambientali rispetto ai quali misurare e valutare gli assi e le misure proposte nei POR e nei Docup e nei PIT (a fronte, però, di valutazioni ex-ante che hanno articolato gli obiettivi in maniera coerente e fondata sulle specificità regionali e che hanno proceduto ad una analitica valutazione degli effetti attesi), così come nelle AG21L, e/o nei piani di sviluppo delle aree industriali, sia in termini quantitativi che qualitativi.

Così come l'assenza, almeno nei casi analizzati, dell'impiego di tecniche di valutazioni quantitative e di strumenti previsionali; mentre si è valutato l'effetto delle misure proposte rispetto ad alcuni obiettivi ambientali (e quindi la loro "compatibilità"), non si è valutato se e quanto i singoli obiettivi di sostenibilità ambientale venivano perseguiti dai programmi (e quindi non si è valutata "l'integrazione" degli obiettivi ambientali nel Piano/Programma);

Permane nei soggetti gestori delle aree industriali una scarsa documentazione sulla procedura di VAS e sul livello e le modalità di coinvolgimento dei vari *stakeholders* e degli stessi attori interni alla pubblica amministrazione; pur con alcune lodevoli personali eccezioni dovute a singole sensibilità dei tecnici e professionisti impegnati.

La gestione delle aree industriali nell'ottica del miglioramento continuo della qualità ambientale non può prescindere dalla conoscenza adeguata dello stato dell'ambiente né dalle possibilità di misurarne la qualità. Le due componenti (diagnosi ambientale e monitoraggio) risultano indispensabili per essere in grado di conoscere i diversi aspetti e quantificare il grado di raggiungimento degli obiettivi ambientali.

Le istituzioni competenti possono assolvere la propria funzione normativa solo se dispongono di un sistema di allarme precoce che rilevi tempestivamente possibili cambiamenti ecologici.

Molte istituzioni, anche di gestione delle aree, attualmente non hanno però né le competenze interne ad alta professionalità necessarie, né hanno potuto/voluto mettere in essere collaborazioni con le istituzioni di ricerca territoriali in grado di supportarle. Questo deficit professionale si accompagna ad una scarsa attività formativa sui temi dell'integrazione delle normative e della pianificazione territoriale, nonché della *governance*.

Le stesse strutture organizzative delle istituzioni e dei soggetti gestori delle aree industriali appaiono quindi ora sguarniti a fronte delle richieste professionali derivate dalle nuove normative, anche volontarie, sulla sostenibilità, *governance* e certificazione volontaria.

Comuni e Province, nell'effettuare una fotografia dello stato dell'ambiente, considerano le aree industriali solo marginalmente o indirettamente, sebbene queste generalmente siano

fonti di impatti ambientali consistenti. Tra i temi che vengono considerati si notano quelli di diretta competenza istituzionale, aria, acqua, rifiuti, ma viene trascurato il peso di settori essenziali per le attività produttive delle imprese, tipicamente energia e trasporti, fonti primarie di emissioni e di consumi idrici, oltre che problematici per costi e gestione.

La non approfondita analisi delle aree industriali site sui territori amministrati dagli Enti Locali, raramente consente di individuare, nei Piani di Azione Locale o nelle Politiche Ambientali, degli obiettivi di miglioramento degli impatti da queste generati. In questa analisi emerge come le tematiche industriali siano assegnate preferibilmente al settore urbanistica, che attraverso criteri di licenze e autorizzazioni determina la qualità dell'assetto produttivo e la sua dispersione territoriale, ma che, operando senza una base dati ambientali completa, o almeno impostata per dare una lettura multisettoriale del territorio, opera in un'atmosfera culturale non rispondente alle esigenze delle imprese, e spesso alla percezione dei cittadini, sul tema della tutela ambientale. Questo costringe poi a lunghe e laboriose formalità legislative per la definizione di piani di sviluppo, e riduce gli spazi anche per le semplificazioni richieste in funzione degli adempimenti di certificazione volontaria.

In questo contesto inevitabilmente il monitoraggio ambientale, elemento essenziale per riconoscere le fonti, l'entità, la qualità dei problemi, e quindi per cercare delle soluzioni a costi accettabili, così come per progettare/proporre interventi condivisi, e/o per elaborare misure mirate, viene attuato raramente a "ridosso (in termini culturali)" delle aree industriali, e spesso solo in termini di "command and control", e non supporta la stessa azione volontaria di certificazione. Questo rende anche elementi avanzati come la VAS e/o largamente sperimentati come AG21L, mutili di una parte essenziale, e ne riduce la capacità propositiva e di sostegno alla certificazione volontaria.

I dati ambientali riferiti alle aree industriali, ove presenti, sono raramente raccolti in maniera sistematica e utilizzati per formare indicatori ambientali direttamente collegati al sistema produttivo locale, essenziali per definire il trend degli impatti ambientali.

In ultimo, dallo studio condotto, emerge come Comuni e Province, pur disponendo di strumenti urbanistici per poter incidere sulla pianificazione delle aree industriali e per poterne migliorare gli impatti, solo in pochi casi scelgano misure ispirate alla sostenibilità e alla tutela ambientale. Tra i vari strumenti l'uso del PTCP si presenta come rilevante, e spesso, come elemento quadro, cui il resto si collega. Lo strumento del PRG, invece appare oggi completato da altri strumenti, quali PZA, PUT. Questo permette di avanzare dubbi sulla sua reale odierna, capacità di sintesi delle varie istanze della sostenibilità. Da questo elemento non si potrà prescindere nel pensare il rapporto Ente Locale-area industriale nella costruzione del modello di area industriale sostenibile.

I Consorzi e i Distretti difficilmente prevedono l'utilizzo in modo ecoefficiente delle infrastrutture e solo eccezionalmente vengono programmate azioni di miglioramento ambientale che coinvolgano tutti gli aspetti connessi ad un'area produttiva, non solo quelli gestibili attraverso infrastrutture comuni.

Concludendo, sebbene sia evidente un interesse crescente verso la pianificazione e la gestione ambientalmente sostenibile delle aree industriali da parte di Enti Locali e soggetti gestori, molte sono ancora le criticità e i punti deboli dalle quali proficuamente si potrà partire per costruire il "modello di area industriale sostenibile".

4.1.9 Sistemi di produzione energetica ed Emission Trading

Emission trading

Per l'Italia il costo marginale delle misure nazionali per la riduzione dei consumi energetici è molto più elevato di quello di altri paesi europei, data la bassa intensità energetica del sistema.

Il Piano Nazionale di Assegnazione per la realizzazione del sistema comunitario per lo scambio di quote di emissioni di gas serra (PNA) è basato su quote di emissioni e su quote di riduzioni.

Se le imprese emettono di più di quanto assegnato annualmente pagano la differenza.

Analogamente se non riducono le quote loro assegnate delle percentuali indicate per settore, pagano la multa: la quale è valutata sulla base della direttiva che prevede 40 euro/t per il 2006 e 100 euro/t dal 2010.

Naturalmente tutti pensano di comprare sul mercato le quote lasciate da altri. Attualmente la quotazione è sui 20 euro/t.

Questo in situazione statica e di pre-regime, perché poi sarà il mercato a definire i costi.

Dal punto di vista della stima delle emissioni, si nota che essa è stata effettuata su tutto il sistema Italia, ma poi in fase applicativa, solo i 7 settori del Sistema per lo scambio di quote di emissioni (ETS – Emission Trading Scheme) sono caricati delle quote.

Tra questi appare molto gravato il settore produzione energia, mentre resta fuori il settore trasporti e l'edilizia, sui quali peraltro il piano prevede riduzioni significative, dell'8,5% e del 3,7%; contro una riduzione del 7,7% richiesta agli ETS.

Tra i produttori di energia restano fuori, perché non conteggiati, i cogeneratori sotto i 20 MW. La stima indica che sono pochi, ma non è certo.

Per capire la problematica, si sottolinea che in Italia l'energia costa il 20% (media costi) in più rispetto altri paesi UE. Dato che il confronto sui prezzi tra produttori si fa sull'1% marginale, è evidente il vantaggio della Spagna rispetto all'Italia.

L'attuale PNA crea un aggravio dei costi, ed è sbilanciato.

Questo sbilanciamento non è peraltro equilibrato da un adeguato sostegno a nuove tecnologie da applicare sulle/nelle imprese nazionali, ad esempio per avere risultati significativi di risparmio energetico.

Per quanto riguarda l'evoluzione delle problematiche, nel PNA è prevista una riduzione di emissioni nell'anno per l'energetico, rispetto allo scenario di riferimento, mentre è previsto un aumento per gli altri settori.

Inoltre permane uno stock di quote di riserva che deve essere assegnato ai "nuovi entranti", impianti che vengano ad entrare in funzione in questo periodo, 2005-2010. Per ciascuno di essi le quote di emissioni assegnate vengono quantificate sulla base delle Best Available Techniques (BAT) esistenti. La norma inserita nel PNA impone dunque l'uso delle BAT alle imprese.

Si tenga conto che le BAT sono comunque azioni volontarie, basate è vero sulle BREF, ma non soggette a coercizione, pena la libertà d'impresa.

Tabella 4.1.2 - Confindustria, giugno 2005. Prezzi dell'elettricità per usi industriali. Anno 2004 (Italia = 100. Dati al lordo delle imposte)

Consumi annui (MWh)	50	2.000	50.000	Media
Potenza impegnata (kW)	50	500	10.000	Media
Italia	100	100	100	100
Germania	123	85	101	105
Spagna	79	56	65	67
Francia	73	59	nd	75
Finlandia	59	60	64	68
Svezia	54	51	58	63
Regno Unito	64	53	59	55

Fonte: elaborazione CSC su dati Eurostat

I prezzi dell'energia elettrica (al lordo delle imposte) per usi industriali sono in genere significativamente superiori rispetto agli altri paesi europei. Nel 2004, il prezzo medio dell'energia pagato dagli utenti industriali in Italia è superiore del 20% alla media dell'Unione Europea (80 centesimi di euro al kWh contro una media di 63 centesimi). Il prezzo italiano è superiore all'incirca del 40-50% rispetto a quello di Regno Unito e Svezia.

Impianti

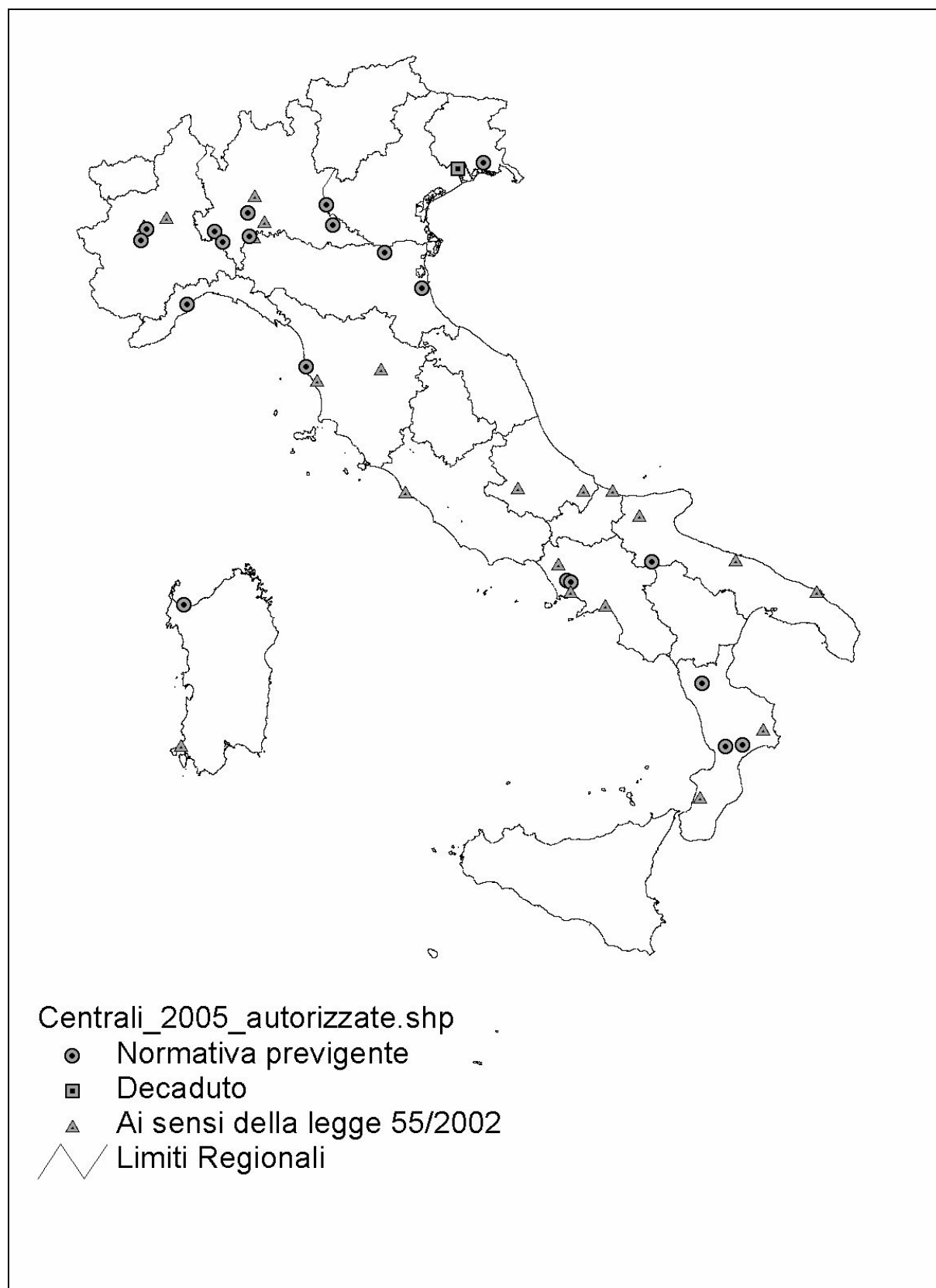
La dotazione di impianti di produzione energetica nazionale si è evoluta, e l'attuale situazione per gli impianti autorizzati al giugno 2005, dati Ministero Ambiente e Attività Produttive, è raffigurata nella figura 4.1.2. Questa modifica al parco impianti determina, tra dismissioni e nuovi impianti, una crescita di circa 6-7000 MWe/anno, che copre i fabbisogni derivanti dai picchi estivi e invernali della domanda.

Si evidenzia una distribuzione non uniforme che, accompagnata dalle nuove normative di scambio tra aree di produzione, sembra non rendere quanto desiderato in termini di efficienza distributiva.

Questa situazione, accompagnata dall'obsolescenza della rete, induce a ritenere molto significativo un intervento di "efficientamento" della rete, per il quale si stimano (dati GRTN 2005) circa 11.000 MWe di risparmio sulle perdite di trasmissione.

In pratica si avrebbe quindi una disponibilità aggiuntiva a costi accessibili, con procedure di consenso rapide, a consumi ed emissioni fisse, che consentirebbe di gestire al meglio le quote di riserva previste nel PNA per i "soggetti nuovi entranti".

Figura 4.1.4 - Distribuzione nuove centrali autorizzate, a gas e a ciclo combinato



Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT e MAP, 2005

4.2 LE EMISSIONI DI GAS AD EFFETTO SERRA

Gran parte del mondo scientifico concorda nel sostenere che il clima della Terra possa essere influenzato dalle emissioni di gas ad effetto serra di origine antropica. Nonostante vi siano notevoli incertezze, la parte rilevante della comunità scientifica ritiene che sia necessario intraprendere, seguendo il cosiddetto “principio di precauzione”, delle azioni immediate per ridurre le emissioni di gas ad effetto serra. L’anidride carbonica - principale gas serra - presente oggi nell’atmosfera è pari a poco più di 372 ppm in volume e continua a crescere annualmente di alcuni parti per milione, come è largamente evidenziato dalla rete mondiale di monitoraggio che con puntualità (WMO) fornisce le oscillazioni della concentrazione di CO₂ nell’atmosfera. Anche ponendo in atto, da subito, efficaci misure capaci di diminuire significativamente le emissioni annue di origine antropica di gas serra, il valore del *forcing* radiativo globale è destinato a crescere per molti anni ancora. I gas ad effetto serra non sono solo quelli a tutti noti ed inclusi nel Protocollo di Kyoto, ma ad essi è necessario aggiungere l’ozono ed i suoi precursori, che sono oggetto di altre convenzioni internazionali tese al loro controllo o limitazione.

4.2.1 Il peso del settore energetico nelle emissioni di gas ad effetto serra

Il gas climalterante più importante in termini di emissioni è la CO₂. Le emissioni di CO₂ 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 CO₂ rispetto agli altri gas ad effetto serra, e visto che il settore energetico costituisce la fonte di emissione prevalente, nel seguito saranno trattate esclusivamente le emissioni di CO₂ 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.

Variazioni delle serie storiche di emissioni

I dati di emissione di gas serra per il periodo 1990-2001, presentati in dettaglio nel volume secondo del rapporto, si differenziano leggermente dai dati presentati nell'anno precedente. I dati infatti sono soggetti a un processo di revisione continua ad opera di ogni singolo Paese e a verifica e controllo da parte del Segretariato della Convenzione (UNFCCC). Le motivazioni della variazione dei dati emissivi sono molteplici e sono attribuibili alla disponibilità, intervenuta nel frattempo, di:

- nuovi fattori di emissione;
- revisione dei fattori di consumo di combustibile;
- disponibilità di dati statistici nuovi per specifici settori di attività;
- controllo di errori e/o doppio calcolo.

In virtù di ciò viene effettuato il ricalcolo anche dei dati emissivi degli anni precedenti e per alcuni paesi si ottengono variazioni apprezzabili dei dati assoluti. Questa continua opera di revisione e affinamento delle stime ha una importanza cruciale poiché varia anche il dato dell'anno base (1990) rispetto al quale dovranno essere calcolati gli obiettivi di riduzione da raggiungere nel primo periodo di riferimento, il quadriennio 2008-2012. Per l'Unione europea la differenza tra l'ultima serie di dati e la precedente è pari allo -0,38% per l'anno base, pari cioè a circa 15.890 Gg di CO₂ equivalente in meno, mentre per l'anno 2000 le emissioni risultano incrementate dello 0,18%, pari a 7.381 Gg (il dato si riferisce alle emissioni totali, escludendo le emissioni e gli assorbimenti connessi al cambiamento nell'uso del territorio (LUCF)).

Per l'Italia il dato del 1990 è diminuito del 2,59%, pari a 13.504 Gg, mentre il dato del 2000 è aumentato dello 0,05%, pari a 287 Gg. Il processo è continuo ed il lettore dovrà tener conto di tali variazioni anche negli anni a venire.

4.2.2 Le emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia

Nella tabella 4.2.1 sono indicate le emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Europa (EU-15) ed in Italia per il periodo 1990-2003. Le stime per l'Europa indicano un aumento di 121 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 54 Mt, ha avuto un incremento superiore al 13% (figura 4.2.1 a).

Tabella 4.2.1 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Europa. Anni 1990-2003 (Tg)

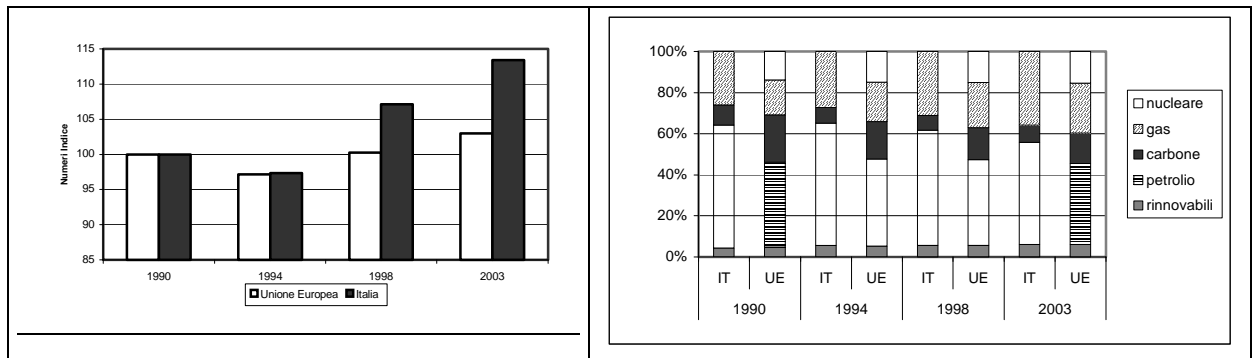
	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2003
Europa (EU-15)	3146	3110	3059	3174	3157	3149	3208	3267
Italia	403	401	389	413	429	434	441	457
Italia % su EU	12,8	12,9	12,7	13,0	13,6	13,8	13,7	14,0

Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2005

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 14,0% delle emissioni complessive, dopo la Germania e il Regno Unito.

Figura 4.2.1 a - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia ed in Europa (numeri indice 1990=100). Anni 1990-2003

Figura 4.2.1 b - Mix fonti primarie di energia in Italia ed in Europa. Anni 1990-2003 (%)

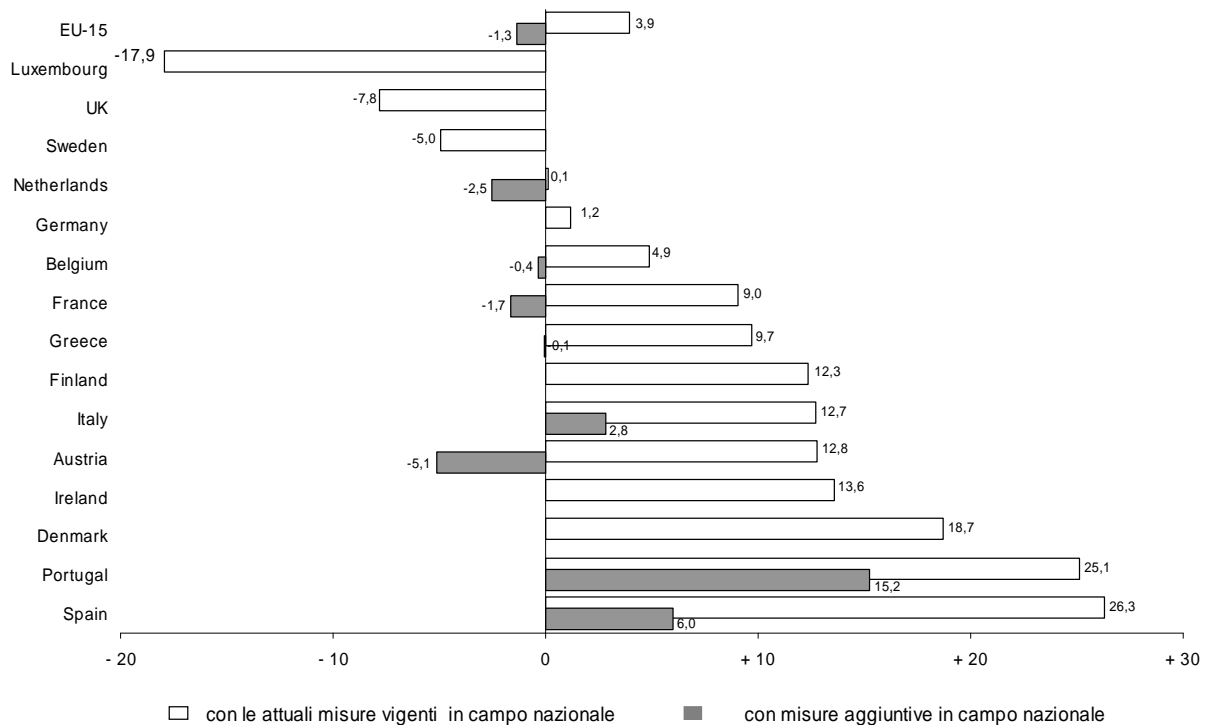


Fonte: elaborazione ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente e Eurostat, 2005

Nelle figure 4.2.1 a e 4.2.1 b si confronta il *trend* delle emissioni Italia e UE ed il mix di fonti energetiche che li sottende. Nei Paesi dell'Unione Europea si nota la presenza di un più ampio spettro di fonti: in particolare, rispetto all'Italia, si hanno usi intensivi di carbone, nucleare e fonti rinnovabili.

Nella figura 4.2.2 si presenta lo scenario al 2010 dei Paesi UE, relativamente agli obiettivi previsti nel protocollo di Kyoto. L'Italia si posiziona in una situazione intermedia.

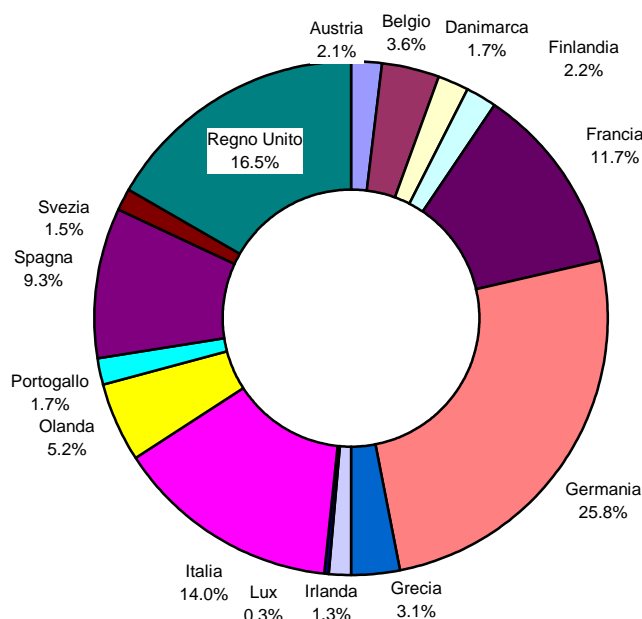
Figura 4.2.2 - Scostamento percentuale fra le proiezioni al 2010 e gli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni



Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2005

Spagna, Italia, Francia e Grecia hanno invece mostrato gli aumenti più significativi in termini assoluti, mentre Portogallo e Irlanda quelli percentualmente più elevati rispettivamente +42,7% e +41,5%. Al fine del raggiungimento degli obiettivi europei la Spagna e l'Italia, che nel complesso contribuiscono per quasi il 24% al totale europeo (figura 4.2.3) sono i Paesi più critici, dove è più urgente mettere in atto politiche capaci di diminuire la crescita delle emissioni dal settore energetico.

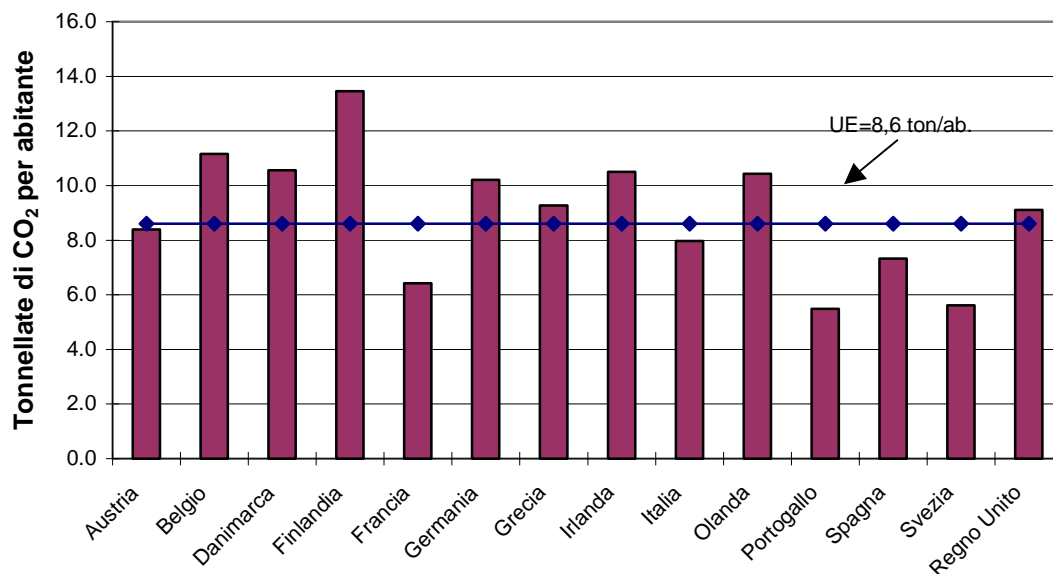
Figura 4.2.3 - Contributo di ogni Paese al totale delle emissioni energetiche di CO₂ in Europa. Anno 2003 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2005

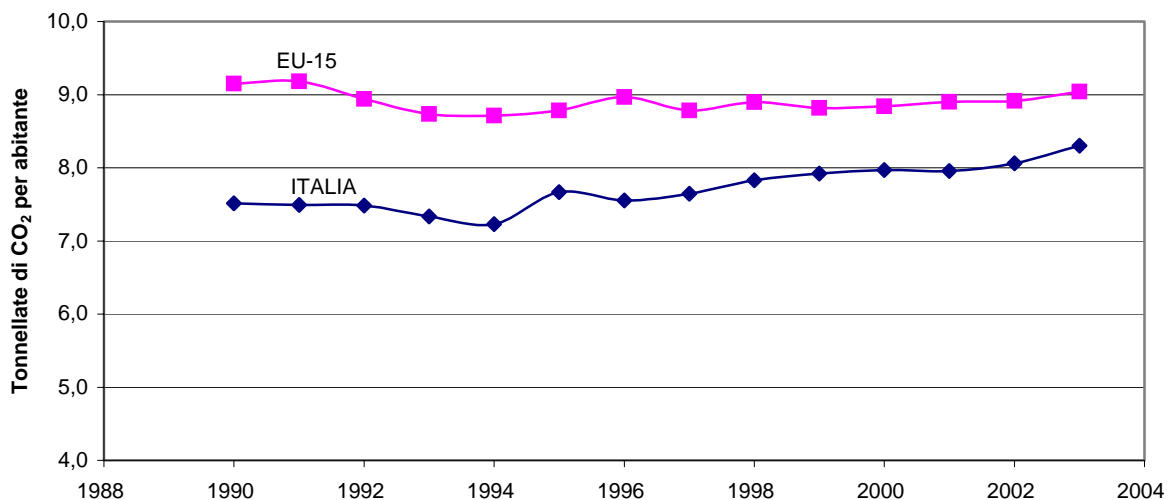
Nella figura 4.2.4 è mostrato il valore delle emissioni pro capite che, pur se in maniera grossolana, testimonia le differenze delle condizioni climatiche e dei sistemi energetici ed industriali dei diversi Paesi. Germania e Regno Unito, che hanno ridotto moltissimo le loro emissioni, mostrano valori 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 è diminuito per l'Europa nel suo complesso (figura 4.2.5).

Figura 4.2.4 - Emissioni pro capite nei Paesi dell'Unione Europea. Anno 2003 (t CO₂)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2005

Figura 4.2.5 - Andamento delle emissioni pro-capite in Italia e in Europa. Anni 1990-2003 (t CO₂)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2004

I risultati italiani possono essere meglio compresi analizzando i diversi macrosettori in cui le cosiddette emissioni energetiche sono suddivise.

Nel 2003 in Italia il settore energetico nel suo complesso è stato responsabile dell'emissione di circa 457 Mt di anidride carbonica (tabella 4.2.2). Di queste, circa il 35% è emesso dalla produzione e trasformazione dell'energia, seguito dal settore dei trasporti con il 27,6% e dalle industrie manifatturiere e delle costruzioni e dagli altri settori che si equivalgono con circa il 18%.

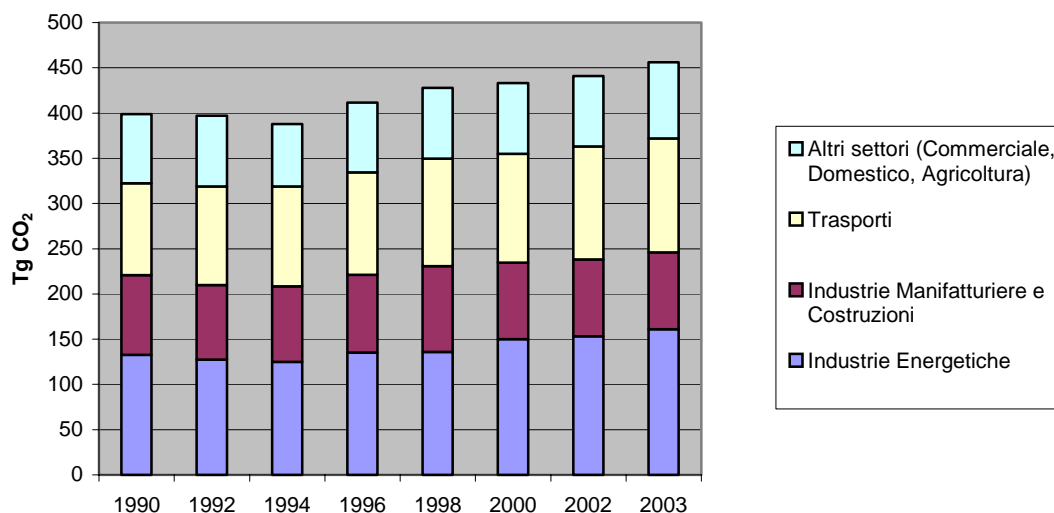
Tabella 4.2.2 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia. Anno 2003 (Gg)

Totale emissioni CO ₂ (Gg)	468.960
<i>Di cui da settore energia</i>	456.755
▪ Industrie energetiche	160.883
▪ Industrie manifatturiere e costruzioni	85.035
▪ Trasporti	126.015
▪ Altri settori (Commerciale, Domestico, Agricoltura)	84.162
▪ Altro	660

Fonte: APAT, 2005

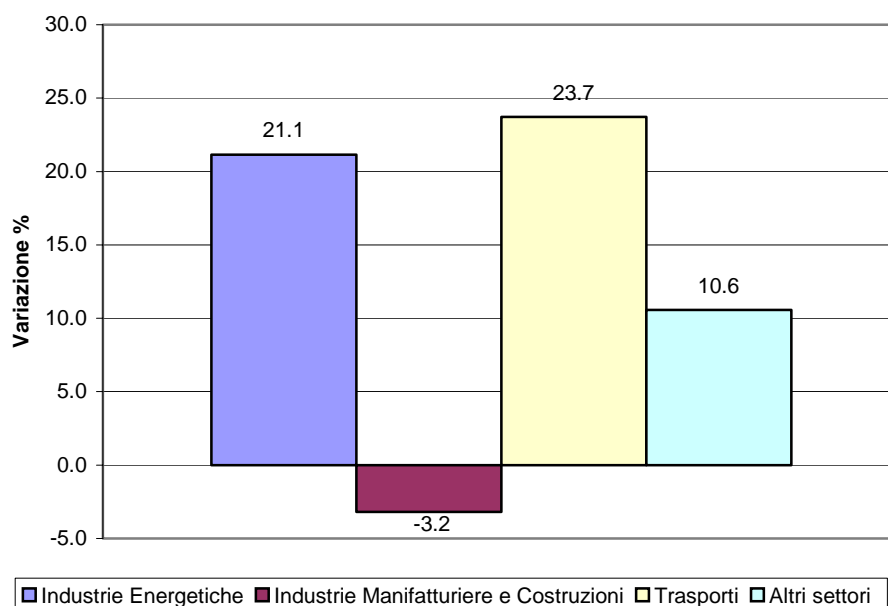
Nella figura 4.2.6 è illustrata l'evoluzione dei macrosettori su base biennale più l'anno 2003; da essa risulta evidente come le emissioni da industrie energetiche siano aumentate significativamente nel decennio passato anche se con un andamento altalenante, mentre il settore dei trasporti ha avuto un incremento costante senza alcuna oscillazione. Confrontando i dati attuali con quelli del 1990 si evidenzia come il settore dei trasporti ha avuto l'incremento più elevato (+23,7%), seguito dal settore della produzione e trasformazione energetica con un incremento di circa 21 punti percentuali, non trascurabile anche l'aumento del 10% che si è osservato nei settori residenziale e terziario. Il solo settore delle industrie manifatturiere e delle costruzioni ha evidenziato una contrazione del livello di emissioni (-3,3%) 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.

Figura 4.2.6 - Emissioni di CO₂ per macrosettori energetici in Italia. Anni 1990-2003 (Tg)



Fonte: elaborazione ENEA su dati APAT, 2005

Figura 4.2.7 - Variazione delle emissioni di CO₂ nei principali macrosettori energetici in Italia. Anni 1990-2003 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati APAT, 2005

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 complessive 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.

4.3 L'INQUINAMENTO ATMOSFERICO TRANSFRONTALIERO E LA QUALITÀ DELL'ARIA

4.3.1 Introduzione

Secondo le stime dell'EMEP (*Cooperative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long-range Transmission of Air Pollutants in Europe*) relative all'anno 2000, il 53% dello zolfo, il 55% degli ossidi di azoto ed il 17% dell'ammoniaca emessi in Italia viaggiano oltre le frontiere nazionali, andando a deporsi oltre i nostri confini. Per contro, il 72% dello zolfo, il 79% degli ossidi di azoto ed il 59% dell'ammoniaca che si depone sul nostro territorio proviene da altri Paesi. Questi numeri, che si commentano da soli, rendono ben evidente come il problema dell'inquinamento atmosferico sia un problema trans-nazionale, la cui risoluzione non può che richiedere un impegno di cooperazione internazionale.

Questa considerazione, evidente fin dagli anni 60 quando gli scienziati dimostrarono che esistevano delle relazioni tra le emissioni di zolfo che avvenivano nel continente europeo e l'acidificazione dei laghi scandinavi, riguarda ormai tutti gli inquinanti atmosferici, con la sola eccezione di quei pochi caratterizzati da un tempo di residenza in atmosfera molto breve, e che assumono quindi una valenza esclusivamente locale (tra gli inquinanti più significativi praticamente il solo monossido di carbonio, CO). Anzi, per molti inquinanti quali ozono, polveri sottili, mercurio, inquinanti organici persistenti, sta emergendo ormai sempre più la loro natura emisferica se non addirittura globale. Deponendosi, gli inquinanti atmosferici sono responsabili di diversi effetti dannosi, sia sull'ambiente che sulla salute. Le deposizioni di zolfo ed azoto sono la causa dei fenomeni di acidificazione ed eutrofizzazione; l'ozono, che si forma a partire da ossidi di azoto e composti organici volatili in presenza di radiazione solare, è causa di danni acuti e cronici alla salute, di danni alla vegetazione, di perdita di raccolti in agricoltura; gli inquinanti atmosferici nel loro insieme sono responsabili dei fenomeni di corrosione dei materiali, ed in grado quindi di arrecare un danno irreparabile all'ingente patrimonio artistico, storico e culturale di cui l'Italia va fiera; gli inquinanti presenti in traccia (metalli pesanti, composti organici persistenti come ad esempio le diossine o il ddt) sono tossici per l'uomo e per l'ambiente; le polveri sottili rappresentano una minaccia, sempre più sentita, per la salute umana. Come è ben noto, il settore energetico rappresenta la fonte principale responsabile dell'emissione di buona parte di questi inquinanti, anche se non di tutti.

Due sono i contesti internazionali più significativi nei quali vengono affrontati e discussi i problemi legati all'inquinamento atmosferico e la qualità dell'aria: l'UNECE (Nazioni Unite – Commissione Economica per l'Europa), dove vengono concordati dei trattati internazionali per la riduzione delle emissioni di inquinanti atmosferici transfrontalieri, e l'Unione Europea, dove vengono predisposte le direttive sulle emissioni di inquinanti atmosferici e la qualità dell'aria. Particolarmente significativo è il lavoro che si sta svolgendo attualmente in ambito UE, dove la Commissione Europea ha recentemente presentato la Strategia Tematica sull'inquinamento atmosferico, una delle sette Strategie Tematiche previste dal sesto EAP (*Environment Action Programme*), che la Commissione ha sviluppato nell'ambito del Programma CAFE (*Clean Air For Europe – Aria Pulita Per l'Europa*). In tale contesto, la Commissione Europea ha sviluppato uno scenario emissivo di riferimento degli inquinanti atmosferici basato sull'applicazione della legislazione comunitaria vigente (scenario *baseline* o CLE, *Current LEgislation*), a partire dal quale sono stati proposti un certo numero di scenari opzionali di riduzione, volti al raggiungimento di determinati target di protezione dell'ambiente e della salute umana, che costituiscono il fine ultimo della Strategia

Tematica. Il Programma CAFE è infatti basato su una valutazione integrata di un ampio spettro di possibili politiche di controllo alternative dell'inquinamento atmosferico, sviluppate a partire dalle più aggiornate informazioni scientifiche, tecniche e socio-politiche esistenti in materia. Per poter sviluppare tale valutazione integrata, è necessario definire nuovi target sull'inquinamento atmosferico basati su una valutazione aggiornata degli effetti sulla salute e l'ambiente, sviluppare uno scenario di base per le emissioni e la qualità dell'aria che incorpori tutta la rilevante legislazione esistente, individuare ed applicare strumenti modellistici che permettano una valutazione integrata dei costi, dell'efficacia e dei benefici associati alle possibili misure alternative individuate. Particolare rilevanza assume quindi l'individuazione di scenari tendenziali che diano il giusto risalto alle principali fonti di inquinamento ed alla loro evoluzione temporale.

L'ENEA, che opera da anni su queste tematiche e partecipa per conto del Ministero Ambiente e Tutela del Territorio ai lavori dei gruppi tecnici, sia in ambito UNECE che U.E., sta aggiornando gli scenari emissivi di riferimento nazionali per quanto riguarda i principali inquinanti atmosferici. I risultati preliminari di tale lavoro, che aggiornano gli scenari presentati nel Rapporto Energia ed Ambiente del 2004, sono riportati di seguito.

4.3.2 Scenari di emissione

Gli scenari di emissione che vengono qui riportati sono stati realizzati utilizzando il modello RAINS-Italy, il cui sviluppo è in fase di ultimazione in ENEA nell'ambito di una collaborazione tra ENEA e IIASA (*International Institute for Applied Systems Analysis*). Tale modello rappresenta la versione su scala italiana del modello RAINS-Europe sviluppato da IIASA ed utilizzato dalla Commissione Europea e dalla Convenzione UNECE sull'Inquinamento Atmosferico Transfrontaliero di Lungo Raggio. Il modello RAINS-Italy consente di stimare le emissioni antropogeniche di SO₂, NO_x, COV, NH₃, PM₁₀ e PM_{2,5}, simulare il trasporto, la dispersione e le trasformazioni chimiche in atmosfera al fine di calcolare le deposizioni al suolo delle sostanze acidificanti ed eutrofizzanti e le concentrazioni a livello del suolo di ozono e particolato, confrontare le deposizioni con delle soglie prefissate (ad es. i carichi o i livelli critici), valutare gli effetti sulla popolazione o sugli ecosistemi, valutare i costi relativi all'applicazione delle tecnologie di abbattimento necessarie al raggiungimento degli obiettivi ambientali prefissati. La stima delle emissioni viene fatta sulla base della quantificazione delle attività antropogeniche emmissive e di una strategia di controllo (dettagliata per settore di attività, tipo di tecnologia applicata, livello di penetrazione, ecc.). I fattori di emissione usati sono derivati dalle banche dati e dai manuali utilizzati per l'inventario delle emissioni CORINAIR, dalla letteratura esistente in materia, così come da contatti diretti con esperti nazionali di settore. La quantificazione delle attività antropogeniche emmissive comprende uno scenario energetico per la stima delle emissioni derivanti da fonti energetiche ed uno scenario relativo alle attività produttive per la stima delle emissioni derivanti da fonti non energetiche (ad es. numero di capi allevati, quantità di vernici usate, ecc.). Per la stima delle emissioni di PM primario vengono poi considerate anche sorgenti non strettamente economiche ma legate alla popolazione, come ad esempio il consumo di sigarette, sulla base di statistiche demografiche. Le proiezioni delle emissioni qui riportate sono basate sullo scenario energetico più aggiornato al momento disponibile, e cioè lo scenario energetico più recente concordato tra il Ministero per l'Ambiente e la Tutela del Territorio ed il Ministero delle Attività Produttive nella primavera del 2005 ai fini dei negoziati internazionali in corso (direttiva *trading* CO₂, meccanismo di monitoraggio delle

emissioni di CO₂, direttiva tetti alle emissioni nocive)¹. Tale scenario è stato tradotto in termini numerici dall'APAT mediante l'uso del modello di ottimizzazione del sistema energetico MARKAL-Italy, (un modello nazionale generato a partire dal modello MARKAL del consorzio ETSAP), nella forma di consumi energetici per settore e per combustibile, dal 2000 al 2030 con frequenza quinquennale, come richiesto dal formato RAINS-Italy. Lo scenario relativo alle attività produttive è stato invece sviluppato sulla base di statistiche nazionali, proiezioni delle attività economiche non energetiche e fattori macroeconomici come ad esempio il PIL. È stata quindi definita una strategia di controllo, ovvero l'insieme delle misure tecnologiche che si prevede siano attuate entro il 2030, in base alla legislazione nazionale e comunitaria vigente.

4.3.3 Emissioni di zolfo

In tabella ed in figura 4.3.1 è riportato lo scenario relativo alle emissioni di ossidi di zolfo. Come si vede, lo scenario evidenzia una significativa tendenza alla diminuzione delle emissioni di zolfo, anche più accentuata rispetto a quanto riportato nel Rapporto Energia ed Ambiente del 2004. La diminuzione delle emissioni è dovuta principalmente a seguito di un maggior uso di gas negli impianti di potenza ed all'applicazione della direttiva UE sui grandi impianti di combustione, e della direttiva UE sul contenuto di zolfo dei combustibili. Si può però osservare dai grafici una tendenza ad una lieve ripresa nelle emissioni successivamente al 2010, dovuta essenzialmente ad un incremento delle emissioni provenienti dal settore dei trasporti navali ed in parte anche dal settore industriale, che tenderanno a diventare i settori principalmente responsabili delle emissioni di zolfo, mentre si può osservare una netta diminuzione del contributo del settore elettrico (*Power Plants*) alle emissioni totali.

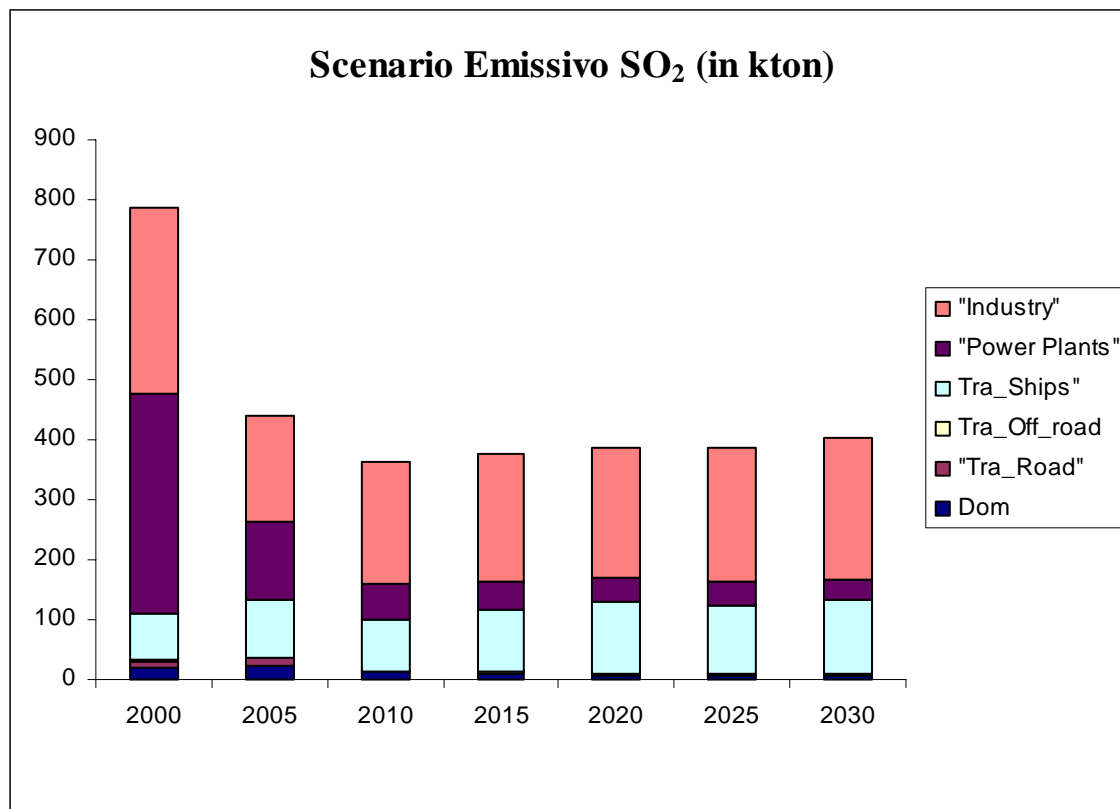
Tabella 4.3.1 - Scenario di emissioni di SO₂ (kt)

Settori	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<u>Civile</u>	20,587	22,341	11,9	10,758	8,196	7,459	7,78
<u>Trasporto stradale</u>	10,87	13,124	0,796	0,828	0,866	0,911	0,981
<u>Trasporto non stradale</u>	1,726	1,949	0,165	0,168	0,167	0,168	0,171
<u>Trasporto marittimo</u>	76,71	94,594	86,545	106,04	121,783	116,268	124,956
Impianti energetici	368,325	130,714	59,843	46,21	40,001	37,71	31,333
<u>Industria</u>	307,664	177,692	203,264	211,21	214,079	225,041	237,909
Totale	786,152	440,414	362,513	375,214	385,092	387,557	403,13

Fonte: ENEA

¹ Una descrizione dello scenario energetico utilizzato si può trovare in: M. Contaldi, *Scenari energetici italiani a confronto*, Energia, settembre 2005

Figura 4.3.1 - Scenario di emissioni di SO₂: distribuzione delle emissioni per settore



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA/APAT

4.3.4 Emissioni di ossidi di azoto

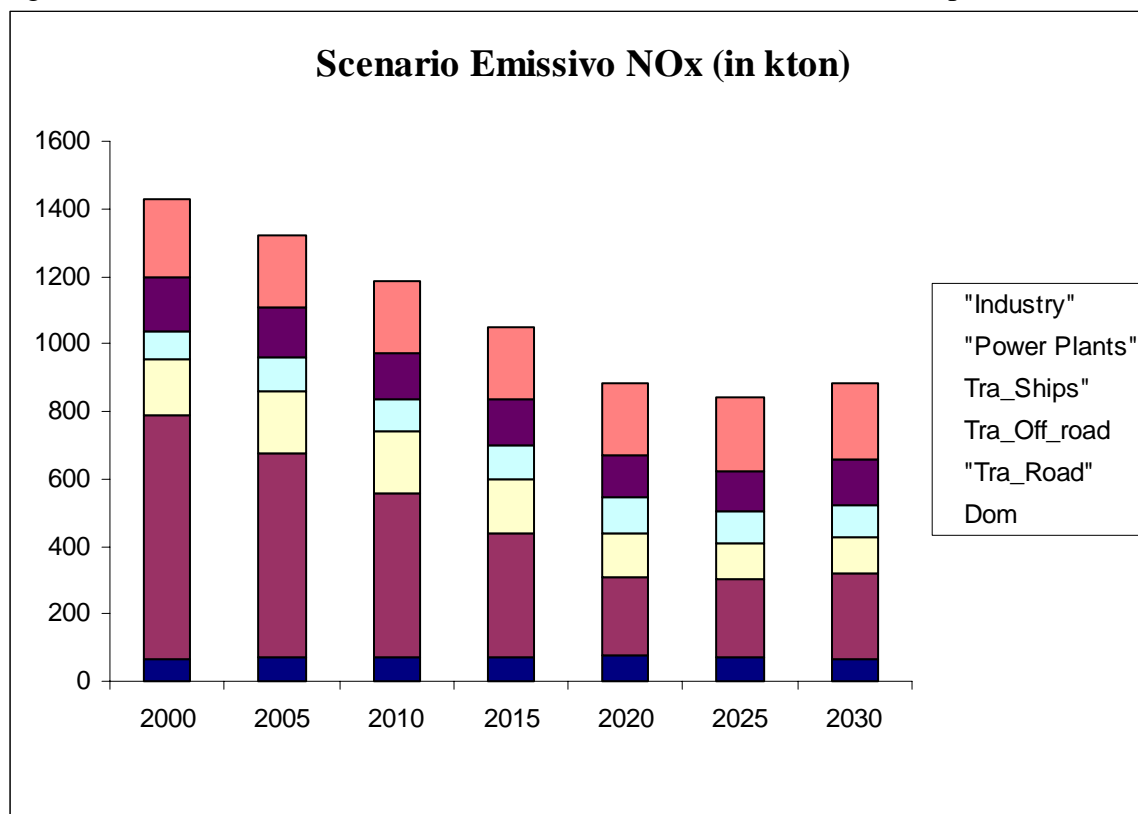
In figura ed in tabella 4.3.2 è riportato lo scenario relativo alle emissioni di ossidi di azoto. Anche in questo caso si evidenzia un marcato *trend* di riduzione, anche se tale tendenza risulta insufficiente a garantire il rispetto del tetto alle emissioni previsto dalla direttiva 2001/81/CE al 2010. Il calo nelle emissioni è dovuto principalmente alle misure di riduzione attuate sia nel settore della produzione di energia elettrica che nelle sorgenti mobili. Rispetto allo scenario riportato nel Rapporto Energia ed Ambiente del 2004, le proiezioni delle emissioni risultano sensibilmente più alte, e ciò è dovuto alla crescita prevista nei consumi energetici, originata principalmente dall'aumento dei consumi elettrici, ed in particolare dalla crescita del picco estivo dovuto soprattutto agli usi civili (condizionatori). Dall'analisi tendenziale emerge come il settore trasporti nel suo complesso continui a rappresentare la componente dominante delle emissioni di ossidi di azoto, principalmente a causa del trasporto merci, mentre, in termini di sotto settori, il settore navale, il settore civile ed i trasporti fuori strada, questi ultimi dovuti quasi esclusivamente ai veicoli agricoli, verranno ad acquisire un ruolo sempre più paritario in termini di emissioni rispetto ai più tradizionali settori dell'industria, dell'elettrico e dei trasporti stradali.

Tabella 4.3.2 - Scenario di emissioni di NO_x (kt)

Settori	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Civile	63,403	71,189	72,671	73,353	74,894	70,707	65,229
Trasporto stradale	722,533	604,383	486,165	364,445	234,615	229,369	252,528
Trasporto non stradale	168,403	186,376	179,208	158,044	126,423	109,074	106,5
Trasporto marittimo	83,252	98,402	95,034	105,352	106,896	95,643	94,396
Impianti energetici	160,025	149,47	136,884	133,193	127,397	118,841	139,793
Industria	232,769	212,001	217,913	216,197	213,8	218,965	223,579
Totale	1430,385	1321,821	1187,875	1050,584	884,025	842,599	882,025

Fonte: ENEA

Figura 4.3.2 - Scenario di emissioni di NO_x: distribuzione delle emissioni per settore



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA/APAT

4.3.5 Emissioni di composti organici volatili

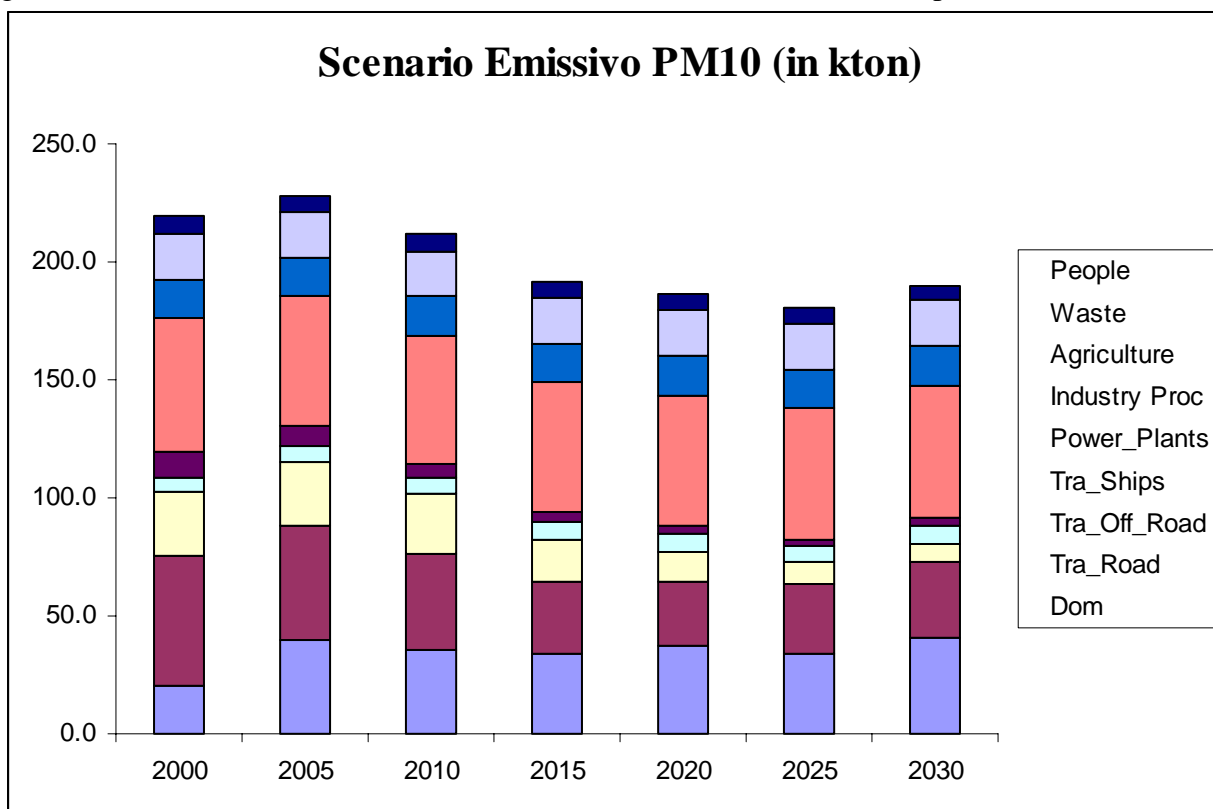
Lo scenario relativo alle emissioni di COV non è stato ancora aggiornato rispetto allo scenario riportato nel Rapporto Energia ed Ambiente del 2004, per cui rimangono ancora validi per il momento i grafici ivi riportati, in attesa di ricalcolare le proiezioni delle emissioni alla luce dello scenario energetico più recente. Sulla base dei primi calcoli, sembrerebbe comunque confermata anche per i COV la tendenza ad una netta diminuzione delle emissioni anche con lo scenario energetico più aggiornato, diminuzione causata dalla introduzione di misure di riduzione delle emissioni nel settore trasporti e dall'applicazione della direttiva 99/13/CE sull'uso dei solventi in alcune lavorazioni industriali. Il settore trasporti e l'uso di solventi continuerebbero a rappresentare le sorgenti principali di emissione di COV, ma una quota significativa di emissioni è attesa anche nel settore residenziale, a causa del contributo alle emissioni dalla combustione di legna (biomassa).

4.3.6 Particolato

Nel caso del particolato, va tenuto presente che ai livelli di concentrazione che si riscontrano nell'aria contribuiscono sia le particelle primarie emesse direttamente dalle sorgenti inquinanti sia, in modo più sostanzioso, le particelle secondarie che si originano in atmosfera a partire dai precursori (zolfo, ossidi di azoto ed ammoniaca, precursori del particolato secondario inorganico, la componente principale del particolato totale, ed i composti organici volatili, che sono i precursori del particolato secondario organico, quest'ultimo però di più incerta e difficile determinazione), senza escludere poi gli effetti di risospensione del particolato già depositato. La determinazione complessiva del particolato

non può quindi che derivare dall'uso di modelli in grado di tenere conto di tutti questi contributi. Limitandoci al momento quindi alle sole emissioni di PM₁₀ primario, si riporta in figura ed in tabella 4.3.3 lo scenario relativo alle emissioni di PM₁₀. Nell'esaminare tale scenario, vanno però tenute presenti alcune considerazioni. Innanzi tutto, l'inventario CORINAIR delle emissioni di PM₁₀ non considera alcune sorgenti emissive incluse invece nel modello RAINS-Italy, come per esempio le emissioni derivanti dall'agricoltura (allevamenti e terreni arabili), da fonti non produttive quali ad esempio l'uso di barbecue, il fumo di sigarette, i fuochi d'artificio e le costruzioni, dalla produzione, parcellizzata a livello artigianale, derivante da piccole industrie (emissioni diffuse derivanti dai piccoli impianti industriali). Di conseguenza, le emissioni complessive stimate con il modello RAINS-Italy per l'anno 2000, scelto come anno base di riferimento per il calcolo delle proiezioni, risultano superiori a quelle dell'inventario CORINAIR. In secondo luogo, va tenuto presente che, a partire dall'anno 2005, per quanto riguarda l'uso di biomassa nel settore civile, sono stati considerati i dati relativi al consumo effettivo di legna e non quelli relativi alle vendite di legna, dato quest'ultimo invece utilizzato per l'inventario CORINAIR e anche in RAINS-Italy per il solo calcolo delle emissioni all'anno base 2000; ciò spiega la crescita apparente delle emissioni che si osserva per l'anno 2005. Ciò premesso, e tenendo ben presenti le maggiori incertezze associate alle stime delle emissioni di particolato rispetto agli altri inquinanti tradizionali, si può osservare dai grafici una tendenza continua alla diminuzione delle emissioni totali di PM₁₀. Dalla figura 4.3.3 emerge chiaramente come le fonti energetiche dominano grandemente le emissioni, e trasporti, industria e civile rimangono i settori principalmente responsabili delle emissioni di PM₁₀ primario anche nel medio-lungo periodo. Trascurabili diventano invece le emissioni di PM₁₀ primario dal settore elettrico, a seguito della diffusione capillare di sistemi di abbattimento delle polveri (essenzialmente precipitatori elettrostatici).

Figura 4.3.3 - Scenario di emissioni di PM₁₀: distribuzione delle emissioni per settore (kt)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA/APAT

Tabella 4.3.3 - Scenario di emissioni di PM₁₀ (kt)

Settori	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Civile	20,2	40,2	35,5	34,0	37,1	34,2	40,3
Trasporto stradale	55,3	47,6	40,4	30,2	27,7	29,3	32,3
Trasporto non stradale	27,2	27,2	25,9	18,0	12,1	9,1	7,8
Trasporto marittimo	5,9	6,8	6,5	7,4	7,9	7,2	7,3
Impianti energetici	11,3	8,6	5,9	4,5	3,3	2,5	3,8
Industria	56,5	55,2	54,9	54,7	55,2	55,6	55,8
Agricoltura	16,1	16,1	16,2	16,4	16,7	16,7	16,7
Rifiuti	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4
Attività umana	7,3	7,2	7,1	7,0	6,8	6,6	6,4
Totale	219,2	228,3	211,8	191,7	186,1	180,7	189,9

Fonte: ENEA

4.3.7 Metalli pesanti

Anche per i metalli pesanti le fonti energetiche continuano a rappresentare la sorgente principale delle emissioni. Rispetto a quanto riportato nel Rapporto Energia ed Ambiente del 2002 poche novità sono emerse negli ultimi anni, per cui rimangono ancora valide le considerazioni ivi espresse ed a cui si rimanda. L'unico miglioramento riguarda la disponibilità di inventari delle emissioni più affidabili, che hanno permesso una più precisa ricostruzione delle sorgenti di inquinamento da metalli, pur senza alterare in maniera significativa il quadro conoscitivo già noto. Non sono al momento disponibili scenari di emissione di metalli pesanti.

4.3.8 Ozono troposferico

Anche l'ozono, come ben noto, è un inquinante secondario, che si origina in atmosfera in condizioni di intensa radiazione solare associata a rilevanti emissioni di ossidi di azoto e composti organici volatili, inquinanti come si è visto principalmente provenienti da fonti energetiche. Nell'ambito del Programma CAFE l'ozono è stato considerato, assieme al particolato, un inquinante prioritario, per cui molti studi sono stati recentemente sviluppati per aggiornare le conoscenze riguardanti l'impatto sulla salute e l'ambiente. In particolare, l'EMEP ha rivisto il modello in grado di ricostruire le concentrazioni e le deposizioni dei principali inquinanti atmosferici su tutto il territorio europeo, passando al cosiddetto "modello unificato", un modello euleriano in grado di descrivere sia i fenomeni di acidificazione che quelli di ossidazione mediante schemi chimici standard ed universalmente accettati.

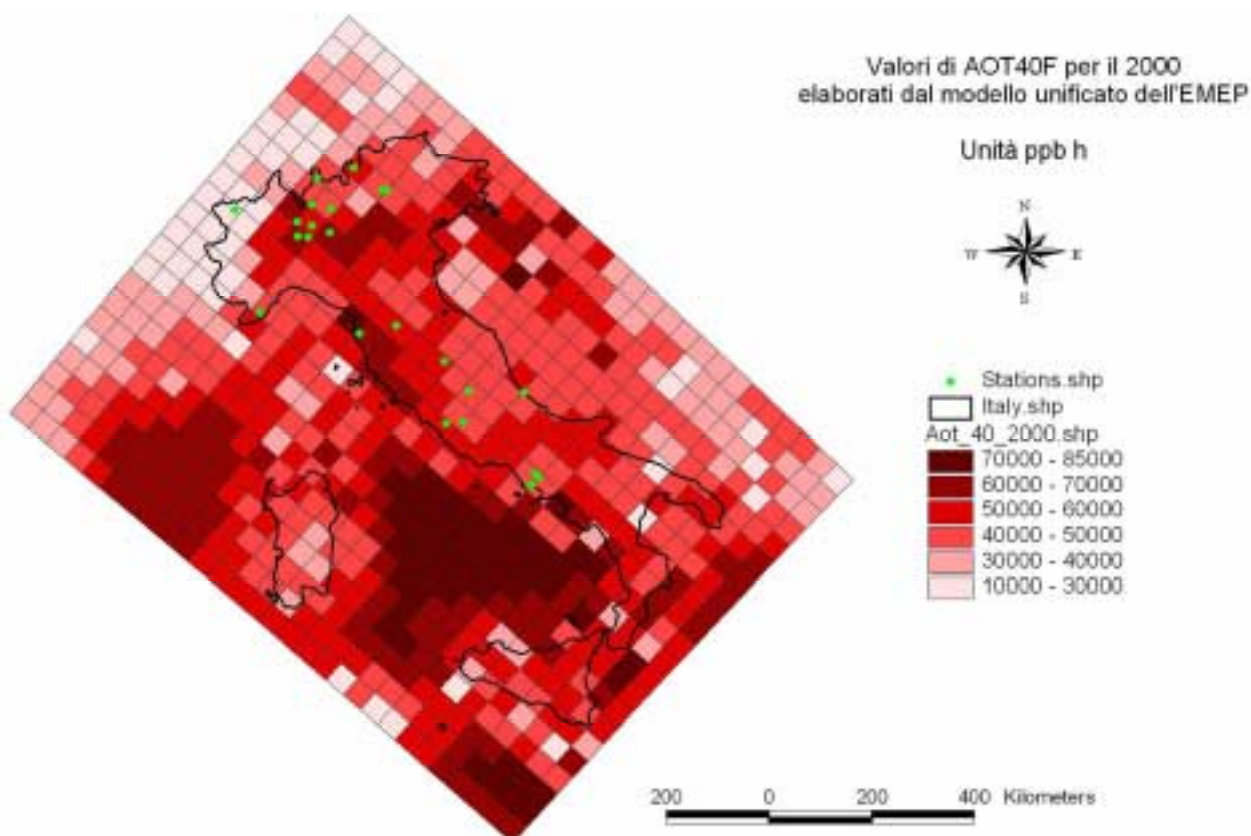
Da alcuni anni per tenere conto degli effetti dell'ozono, si è convenuto a livello internazionale di utilizzare un particolare indicatore detto AOT (*Accumulated exposure Over a Threshold*), calcolato come sommatoria dei valori eccedenti una determinata concentrazione di soglia.

Per la protezione delle colture agrarie e della vegetazione semi-naturale l'OMS ha fissato le linee guida, recepite da gran parte dei Paesi aderenti, secondo le quali il livello critico proposto è espresso come esposizione cumulata al di sopra della concentrazioni di soglia di 40 ppb (AOT40) ed è pari a 3.000 ppb*h con una perdita di produzione del 5% oppure 5.300 ppb*h con una perdita del 10%. L'AOT40C (*crops*) viene calcolato, per i tre mesi di maggiore crescita vegetativa (maggio-giugno-luglio) e con radiazione solare >50 W/m².

Per la protezione delle foreste, il valore soglia è sempre di 40 ppb, (AOT40F), ed il livello critico proposto è di 10.000 ppb*h. L'AOT40F viene calcolato durante sei mesi (aprile-settembre). [Mapping Critical Levels/Load, 71/1996].

L'ENEA utilizzando i valori relativi all'indicatore AOT40 per le foreste per l'anno 2000, prodotti dall'EMEP con il nuovo "modello unificato" e disponibili sul sito Internet dell'EMEP (http://www.emep.int/Model_data/yearly_data.html), ha prodotto sul grigliato EMEP la relativa mappa dell'AOT 40 F, riportata in figura 4.3.4.

Figura 4.3.4 - Mappatura, sul reticolo EMEP dei valori di AOT40F calcolati dal modello unificato dell'EMEP per l'anno 2000

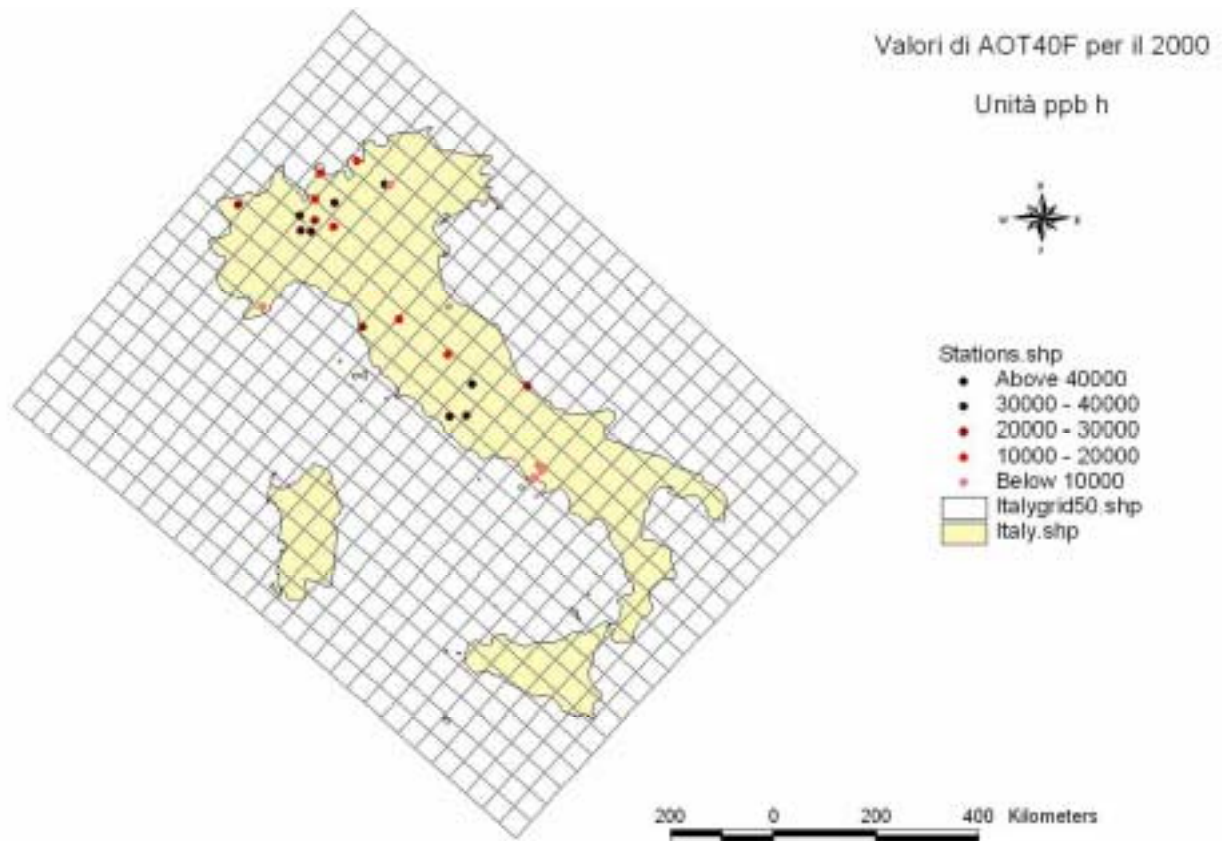


Fonte: elaborazione ENEA su dati EMEP

Come si vede, l'Italia rappresenta, all'interno del mediterraneo, una area singolare caratterizzata da elevatissimi livelli di ozono. Questi dati sono sembrati eccessivamente elevati, pur essendo ben noto il problema delle alte concentrazioni di ozono che nella stagione estiva caratterizzano la qualità dell'aria del nostro paese. In assenza in Italia di una adeguata rete di monitoraggio di fondo in grado di validare per il territorio nazionale i risultati prodotti dal modello EMEP, risultati che comunque sono universalmente ritenuti validi e rappresentativi nel resto del continente europeo, si è cercato di valutare se tali dati fossero sufficientemente rappresentativi anche della realtà nazionale confrontandoli con le relative mappe dei livelli critici, ricostruite grazie ai dati di concentrazione di ozono misurati dalle centraline delle reti di monitoraggio esistenti seguendo la metodologia già descritta nel Rapporto Energia ed Ambiente del 2003. Data la scarsità dei dati a disposizione, ci si è al momento limitati a considerare nelle mappe nazionali dei livelli critici qui riportate i valori puntuali corrispondenti ai siti di monitoraggio (figura 4.3.5). Pur non potendo rappresentare una validazione vera e propria del modello EMEP, i risultati ottenuti sono comunque interessanti in quanto, pur confermando l'esistenza di elevati valori di AOT40F, sembrerebbe emergere da tale confronto una differenza tra i valori dell'indicatore AOT40F calcolato, seppure su un dato puntuale, con le concentrazioni di O₃ misurate dalle centraline, e il valore

dell'indicatore AOT40F ottenuto dal modello EMEP. Emerge pertanto la necessità di approfondire ulteriormente la caratterizzazione dell'inquinamento da ozono sul territorio nazionale ed i suoi impatti. Come per il particolato, lo sviluppo in corso in ENEA di modelli in grado di ricostruire le concentrazioni al suolo di ozono e la loro evoluzione temporale consentirà nel prossimo futuro di avere un quadro più rappresentativo dell'inquinamento da ozono e del suo impatto sull'ambiente e la salute.

Figura 4.3.5 - Reticolo EMEP e stazioni di misura dell'ozono per cui è stato calcolato l'indice AOT40F per l'anno 2000



Fonte: elaborazione ENEA su dati EMEP

In primo piano

Il *trend* virtuoso delle emissioni di CO₂ e degli altri gas ad effetto serra degli anni scorsi si riduce, e questo è dovuto ad una richiesta maggiore di produzione di energia elettrica, che presenta picchi estivi analoghi ai picchi invernali.

Nel 2004 non si presentano ancora le riduzioni di consumo dei carburanti evidenziate nel 2005, e dei quali non si possono ancora conteggiare gli effetti sull'inquinamento dell'aria.

Gli impianti di produzione elettrica sono aumentati per numero e potenza installata. Appare quindi in via di soluzione temporanea il problema del parco impianti, permanendo notevoli impatti sia territoriali che idrici (sui consumi per il raffreddamento).

Permane in ritardo la messa in cantiere dell'efficientamento della rete di trasmissione, mentre le stime di risparmio ottenibile (pari a circa 11.000 MWe) con questa azione la indicano come uno dei terreni di intervento più importanti.

L'insieme del quadro appare preoccupante per il raggiungimento degli obiettivi previsti nel Piano Nazionale Assegnazioni (PNA) delle quote del protocollo di Kyoto sul quale emerge che, confrontando tecnologie in essere e attuali prestazioni, le imprese hanno solo circa due anni di tempo per approntare le innovazioni tecnologiche e gestionali loro richieste per realizzare le riduzioni previste di emissioni, pena il pagamento delle multe.

Dal punto di vista del risparmio energetico si rileva il ritardo nell'applicare le nuove tecnologie nel settore residenziale, ed anche nel settore trasporti permane un grave ritardo nell'approntare le trasformazioni del sistema nel suo complesso, con ormai situazioni al limite dell'emergenza nell'ambito urbano e nel trasporto merci: nel primo per gli impatti sulla salute e sulla qualità della vita, e nel secondo per i costi crescenti, con settori nei quali il carburante incide ormai per il 40% del costo finale del prodotto.

Emissioni in milioni di tonnellate di CO ₂ eq.	CO ₂		N ₂ O		CH ₄		F-gas	
	1990	2002	1990	2002	1990	2002	1990	2002
Anni								
Industrie energetiche	135,86	155,07	1,67	1,90	7,10	5,54	0,00	0,00
Industria manifatturiera	87,85	84,94	1,63	1,65	0,14	0,14	0,00	0,00
Trasporti	102,90	125,26	1,79	3,66	0,78	0,65	0,00	0,00
Residenziali e servizi	76,12	77,76	3,44	3,18	0,32	0,49	0,00	0,00
Processi industriali	26,15	24,41	5,81	7,47	0,12	0,12	2,49	8,28
Uso di solventi	1,73	1,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Agricoltura	0,00	0,00	22,76	23,16	17,78	16,56	0,00	0,00
Rifiuti	0,54	0,28	1,13	1,18	10,95	10,85	0,00	0,00
Totale	431,16	468,96	38,23	42,20	37,20	34,34	2,49	8,28

BIBLIOGRAFIA

- *Annual European Community greenhouse gas Inventory 1990-2003 and Inventory Report 2005, Submission to the UNFCCC Secretariat*. European Environmental Agency, 27 maggio 2005.
- *Annuario dei dati ambientali*. APAT, 2004.
- *Annuario dei dati ambientali*. APAT, 2005.
- *GLOBAL ENTREPRENEURSHIP MONITOR Rapporto Nazionale – Italia*. Univ. Bocconi, 2004.
- *Indicateurs Structurels*. EUROSTAT, 2001.
- *I Sistemi Locali del Lavoro Censimento 2001- Dati definitivi*. ISTAT, 2005.
- *Rapporto Responsible Care*. Federchimica, 2005.
- *Stato dell’Ambiente*. Ministero Ambiente, 2005.
- *Rapporto del Foresight Lab - Fondazione Rosselli sulle Priorità della Ricerca Industriale in Italia*. Confindustria, 2004.
- *Relazione tecnica progetto. SIAM-LIFE* ENEA, 2005.
- *RENEWABLES GLOBAL STATUS REPORT*. REN21, 2005.
- *Relazione tecnica “Valutazione del Danno ambientale”*. ENEA-Ministero Ambiente, 2005.
- *Rapporto Annuale. La situazione del Paese nel 2004*. ISTAT, 2005.
- *Rapporto Rifiuti*. APAT, 2004.
- *Rapporto sullo stato del Paese*. CENSIS, 2004.
- *Relazione finale “Progetto Simpliciter”*. FORMEZ, 2004.
- *Segnali ambientali*. EEA, 2004.
- *Indicateurs Structurels*. EUROSTAT, 2001.
- *World Competitiveness Yearbook*. IMD, 2003.

**CAPITOLO 5 - LE POLITICHE
ENERGETICO-AMBIENTALI ALLA SCALA
REGIONALE E LOCALE**

CAPITOLO 5 – LE POLITICHE ENERGETICO-AMBIENTALI ALLA SCALA REGIONALE E LOCALE

5.1 INTRODUZIONE: IL RUOLO DELLE REGIONI NEL GOVERNO DEL SISTEMA ENERGETICO

Tutte le Regioni hanno emanato le loro leggi regionali in merito alla materia energetica, in seguito al Decreto legislativo 112/98, Capo V, che conferisce alle Regioni e agli Enti Locali funzioni e compiti amministrativi in attuazione del Capo I della legge n. 59/97.

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.

Rientrano nella materia "energia" le attività di prospezione, ricerca, coltivazione, produzione, trasformazione, stoccaggio, trasporto, distribuzione, uso delle varie forme di energia, fra cui le fonti rinnovabili e assimilate, l'elettricità, il petrolio, il gas naturale.

I principali obiettivi che sono previsti dalle legislazioni regionali riguardano il risparmio energetico con il miglioramento dell'efficienza, lo sviluppo delle fonti endogene 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 con gli Enti Locali da una parte e con le disposizioni nazionali dall'altra.

Tra le funzioni principali che la Regione esercita vi è quella di definizione, approvazione e attuazione del Piano Energetico Regionale 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. 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.

Un importante compito regionale riguarda la definizione, coerentemente con il Piano Energetico Regionale (PER), degli indirizzi di sviluppo del sistema elettrico regionale, volti a garantire il raggiungimento e il mantenimento di condizioni di sicurezza, continuità ed economicità degli approvvigionamenti, commisurati al fabbisogno interno.

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 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.

Le leggi regionali regolano anche il processo di concertazione istituzionale, attraverso strumenti come l'Agenda 21.

Il PER, costituisce il punto fondamentale delle leggi regionali: in esso sono definiti gli indirizzi, gli obiettivi, gli strumenti e i soggetti operanti, pubblici e privati, come si vedrà nei paragrafi successivi. Per l'attuazione delle proprie politiche energetiche le Regioni si avvalgono dei grandi Enti pubblici operanti nei campi della ricerca, dell'energia e dell'ambiente, come l'ENEA.

Le leggi regionali affrontano anche le tappe necessarie all'attuazione dei PER e gli strumenti per monitorarne i risultati.

In conclusione, la materia energetica costituisce per le Regioni un terreno di impegno molto forte, con delle responsabilità piuttosto onerose che richiedono una capacità programmatica già sperimentata in altri campi.

L'energia è intesa come uno dei fattori trasversali all'attività economica, per cui il suo governo e la sua programmazione devono rispondere alle necessità e ai fabbisogni quantitativi e qualitativi che sono espressi dalle stesse attività e dalla domanda finale del settore civile.

L'atteggiamento complessivo delle Regioni è di apertura alle prerogative dello Stato, apertura anche alle scelte di mercato, nell'ambito degli indirizzi nazionali e nell'ottica di cogliere l'occasione della politica energetica con il fine dello sviluppo industriale e civile, nell'obiettivo dello sviluppo sostenibile.

Nel presente capitolo vengono esposti gli aspetti principali relativi al governo dei sistemi energetici regionali.

Il quadro delle leggi di riferimento nazionali ed europee fa da guida e cornice alla legiferazione regionale e alla emanazione delle normative sulle singole questioni, come il risparmio energetico e le fonti rinnovabili.

Segue una sintetica analisi della situazione energetica delle singole Regioni, in cui si mette in evidenza l'andamento della domanda, dell'offerta e delle capacità di autonomia delle Regioni mediante fonti endogene e con la generazione elettrica. L'analisi si avvale di appositi indicatori di efficienza energetica rispetto alle variabili economiche, demografiche e strutturali.

Viene esposta quindi la situazione relativa alla elaborazione ed approvazione dei Piani Energetici Regionali che costituiscono gli strumenti legislativi ed operativi principali delle Regioni. Gli indirizzi dati in ciascun PER mostrano una assunzione di forte progettualità e responsabilità delle Regioni in campo energetico, in accordo con gli indirizzi nazionali. Ai PER si affiancano i numerosi Piani Energetici Provinciali e Comunali, che sviluppano programmi e progetti propri e di impostazione regionale.

Un ampio paragrafo è destinato poi all'analisi degli impatti ambientali del sistema energetico, effettuando valutazioni settoriali in attuazione delle politiche di contenimento dei gas serra, con l'ausilio di specifici indicatori ambientali. In particolare è esaminato il settore elettrico di cui si valutano le prospettive, operando una previsione della domanda al 2012, a cui fa fronte un piano già avviato di copertura con impianti termoelettrici ad alta efficienza accompagnati da una crescente quota di fonti rinnovabili che, insieme allo sviluppo dell'efficienza energetica, dovrebbero assicurare un abbattimento delle emissioni di gas climalteranti ed un avvicinamento agli obiettivi posti dal Protocollo di Kyoto.

Un ampio risalto viene dato agli strumenti finanziari e normativi dei Fondi Strutturali che destinano al settore energia una quota consistente di finanziamenti a livello regionale. Per ciascuna Regione vengono esaminati gli obiettivi, le risorse, i programmi operativi in campo energetico, suddivisi in "Obiettivi", "Misure", "Azioni" e "Linee".

Infine sono analizzati anche i programmi ministeriali sulle fonti rinnovabili diretti alle singole Regioni, in quanto costituiscono strumenti e risorse fondamentali per l'attuazione delle politiche energetiche delle Regioni, le quali hanno già attivato programmi molto impegnativi in questo campo come si evince dalla sintesi che si propone alla fine del capitolo.

Una rappresentazione completa ed aggiornata delle attività delle Regioni in campo energetico può essere visualizzata all'interno del sito ENEA (www.enea.it/News/L'Energia nelle Regioni).

5.2 QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

In questo paragrafo sarà inquadrato il sistema energetico nazionale e regionale alla luce della normativa europea e del recepimento da parte dello Stato delle normative comunitarie.

1. **Decreto legislativo 387 del 29 dicembre 2003** di recepimento della direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili (FER).

La direttiva prevede che gli Stati membri redigano relazioni con cui fissano obiettivi per le FER. È auspicabile che il DLgs e i successivi decreti applicativi diano luogo a tutte le misure di sostegno per le fonti rinnovabili rafforzando sia gli incentivi tariffari, sia gli strumenti come i certificati verdi, in modo adeguato al raggiungimento dell'obiettivo del 25% di consumo elettrico da FER al 2010. L'Italia dichiara che il 22% potrebbe essere una cifra realistica, nell'ipotesi che nel 2010 il consumo interno lordo di elettricità ammonti a 340 TWh.

Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nell'allegato, l'Italia parte dall'ipotesi che la produzione interna lorda di elettricità a partire da fonti energetiche rinnovabili ammonterà nel 2010 fino a 76 TWh, cifra che comprende anche l'apporto della parte non biodegradabile dei rifiuti urbani e industriali utilizzati in conformità della normativa comunitaria sulla gestione dei rifiuti. La capacità di conseguire l'obiettivo indicativo dipende, tra l'altro, dal livello effettivo della domanda interna di energia elettrica nel 2010.

In particolare per quanto attiene agli obiettivi regionali (la Conferenza Unificata effettua la ripartizione tra le Regioni degli obiettivi nazionali tenendo conto delle risorse sfruttabili in ciascun contesto territoriale), in Conferenza Unificata si approvano le linee guida per lo svolgimento del procedimento autorizzativo previsto (autorizzazione unica rilasciata dalla Regione che convoca anche la conferenza dei servizi).

2. **Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico**

Dopo la legge 55/02, che per prima ha modificato le procedure autorizzative per le centrali elettriche, introducendo un procedimento unico presso il MAP con previsione di intesa della Regione interessata, sono stati emanati due decreti urgenti, convertiti poi in legge, per garantire la sicurezza del sistema elettrico e favorirne lo sviluppo:

Legge 17 aprile 2003 n. 83 "Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico". Sono stati approvati i criteri per le nuove installazioni, il potenziamento degli impianti esistenti ed i progetti prioritari. Con decreto di MAP e MATT, sentito il comitato paritetico, è approvato periodicamente l'elenco dei progetti che rientrano nelle priorità. Il GRTN trasmette al MAP le analisi previsionali su domanda e offerta e sull'evoluzione della potenza installata prevista. Si rimanda al par. 5.4.3.2 per un'analisi delle previsioni sullo sviluppo della produzione elettrica al 2010-2012.

Legge 290/2003 "Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica". Semplifica i procedimenti autorizzativi per reti e impianti superiori a 300 MW termici. L'autorizzazione alla costruzione ed esercizio degli elettrodotti e gasdotti delle reti nazionali di trasporto è rilasciata dalle amministrazioni statali mediante procedimento unico. Le Regioni disciplinano i procedimenti di autorizzazione alla costruzione ed esercizio di reti energetiche di competenza regionale in conformità ai principi della legge.

3. **Legge 23 agosto 2004, n. 239. Riordino del settore energetico, nonché deleghe al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.** Gli obiettivi e le linee della politica energetica nazionale, nonché i criteri generali per la sua attuazione a livello territoriale, sono elaborati e definiti dallo Stato e sono assicurati sulla base dei principi di sussidiarietà,

differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione dallo Stato, dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, dalle Regioni e dagli Enti Locali.

La procedura di VIA costituisce parte integrante della procedura autorizzativa.

Sono state inoltre soppresse tutte le norme e misure per la promozione dell'uso delle fonti rinnovabili in conformità con gli obiettivi nazionali perché nel frattempo regolati all'interno del DLgs 387/03 di recepimento della direttiva comunitaria.

Di interesse l'aggiunta degli impianti ad idrogeno nelle agevolazioni già previste per gli impianti di cogenerazione accoppiati al teleriscaldamento e il finanziamento di progetti pilota per il risparmio energetico negli edifici pubblici e di studi di fattibilità in materia di tecnologie pulite del carbone. Vengono disciplinati gli impianti di microgenerazione.

4. **Nuovi decreti sull'efficienza energetica** determinano per i cinque anni successivi gli obiettivi nazionali di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia. Non meno del 50% dei valori indicati negli obiettivi deve essere ottenuto attraverso una riduzione dei consumi di energia elettrica. Gli obiettivi di risparmio degli anni successivi al primo quinquennio sono individuati dal MAP di concerto con il MATT, sentita la Conferenza Unificata. Le Regioni, d'intesa con le autonomie locali, devono individuare i rispettivi obiettivi di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia e le relative modalità di raggiungimento. Le Regioni possono, inoltre, individuare obiettivi di incremento aggiuntivi rispetto a quelli nazionali. Gli interventi di isolamento degli edifici concorrono al conseguimento degli obiettivi complessivi delle imprese di distribuzione. I distributori di energia conseguono titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) pari alla riduzione certificata dei consumi. Entro tre mesi il MAP, di concerto con il MATT e sentita la Conferenza Unificata, deve approvare un programma di misure ed interventi su utenze pubbliche, individuando le misure e gli interventi tra le Regioni e le Province Autonome.

Sulla base degli indirizzi di programmazione energetico-ambientale regionale, le Regioni possono stipulare accordi con i distributori di energia elettrica e gas, i quali possono individuare soggetti qualificati cui affidare lo svolgimento di attività di valutazione e certificazione ed inoltre coordinare la propria attività con le iniziative che le Regioni intendano assumere in materia di efficienza energetica.

Sono stati ridotti gli obiettivi complessivi di risparmio energetico cumulati nei 5 anni in carico ai distributori di energia elettrica e gas (da 4,3 Mtep a 3,1 Mtep per l'energia elettrica, da 3,5 a 2,7 Mtep per il gas) anche se si sono mantenuti inalterati gli obiettivi al quinto anno (1,6 Mtep per l'energia elettrica e 1,3 Mtep per il gas). L'obiettivo che si propongono i decreti è quello di conseguire, alla fine del primo quinquennio di applicazione (2005-2009), un risparmio di energia pari a 2,9 Mtep all'anno, valore equivalente all'incremento annuo dei consumi nazionali di energia registrato nel periodo 1999-2001.

Per adempiere a questi obblighi e ottenere il risparmio energetico prefissato i distributori possono:

- **attuare progetti** a favore dei consumatori finali che migliorino l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative pratiche di utilizzo. I progetti possono essere realizzati direttamente, oppure tramite società controllate, o ancora attraverso società operanti nei settori dei servizi energetici (le cosiddette *ESCO-Energy Services Companies*),
- acquistare da terzi "**titoli di efficienza energetica**" o "certificati bianchi" attestanti il conseguimento di risparmi energetici.

I **titoli di efficienza energetica** o **certificati bianchi** sono emessi dal Gestore del mercato elettrico a favore dei soggetti (distributori, società da essi controllate e di società operanti nel settore dei servizi energetici) che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati. L'emissione dei titoli viene effettuata sulla base di una comunicazione dell'Autorità che certifica i risparmi conseguiti. L'Autorità infatti verifica e controlla che i progetti siano stati effettivamente

realizzati in conformità con le disposizioni dei decreti e delle regole attuative definite dall'Autorità stessa.

Il presente lavoro esamina anche i meccanismi di incentivazione e promozione delle fonti rinnovabili introdotti dai DLgs 79/99 (Legge Bersani) per il mercato elettrico e dal DLgs 164/00 (legge Letta) per il mercato del gas tenendo conto delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE di aggiornamento delle direttive da cui erano nati i DLgs Letta e Bersani e non ancora recepite.

In materia di promozione della cogenerazione anche di piccola taglia è stata approvata la direttiva 2004/8/CE e l'Autorità ha emanato la delibera n. 50 riguardante tariffe per la cogenerazione.

È infine da sottolineare il recente decreto legislativo recante attuazione alla direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico in edilizia. Questo decreto stabilisce i criteri, le condizioni e le modalità per migliorare le prestazioni energetiche degli edifici. Il decreto disciplina in particolare: la metodologia di calcolo, l'applicazione dei requisiti minimi di prestazioni energetiche degli edifici, i criteri per la certificazione delle prestazioni energetiche degli edifici, la promozione e l'uso razionale dell'energia. Lo Stato, le Regioni e le Province Autonome, avvalendosi di meccanismi di raccordo e cooperazione, predispongono programmi, interventi e strumenti volti all'applicazione della normativa.

Tra la fine del 2004 ed i primi mesi del 2005 sono state emanate leggi regionali in materia di energia adottate dalle Regioni Lombardia, Emilia Romagna e Toscana di particolare corpo ed interesse per la definizione e comprensione degli ambiti di competenza regionale in relazione alle linee di indirizzo dello Stato ed ai meccanismi di regolazione del mercato dell'energia elettrica e del gas.

Nella tabella 5.2.1 sono riportate le direttive comunitarie, le leggi nazionali, le normative e le disposizioni regionali in materia di energia.

Tra le materie su cui lo Stato ha legislazione esclusiva risultano la tutela della concorrenza e la tutela dell'ambiente e dell'ecosistema.

Tra le materie a legislazione concorrente risultano: ricerca scientifica e tecnologica, sostegno all'innovazione per i settori produttivi, produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia, tutela del territorio e valorizzazione dei beni culturali ed ambientali. Nelle materie a legislazione concorrente spetta alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato.

La potestà regolamentare spetta allo Stato nelle materie di legislazione esclusiva, salvo delega alle Regioni. La potestà regolamentare spetta alle Regioni in ogni altra materia. I Comuni, le Province e le Città metropolitane hanno potestà regolamentare in ordine alla disciplina dell'organizzazione e dello svolgimento delle funzioni loro attribuite; sono inoltre titolari di funzioni amministrative proprie e di quelle conferite con leggi statali o regionali secondo le rispettive competenze.

Le leggi che si sono susseguite nascono da un transitorio obbligato nel quale il MAP, in attesa dell'approvazione della legge di riordino del sistema elettrico, cerca di intervenire con interventi di urgenza in merito alla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico.

La legge 55/2002 di fatto riporta alla competenza del Ministero, fino al 31 dicembre 2003, la costruzione e l'esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici; ciò implica che tali impianti risultano soggetti ad una autorizzazione unica rilasciata dal MAP.

Questa legge si pone in una logica di transitorio di regolamentazione dei regimi autorizzativi nell'attesa che la legge 239/04 (legge Marzano) avvii il mercato elettrico.

Tabella 5.2.1 - Principali fonti normative nazionali e direttive comunitarie in campo energetico

<p>DIRETTIVE COMUNITARIE</p> <p>Decisione n. 646/2000/C che adotta un programma pluriennale per promuovere le fonti energetiche rinnovabili nella Comunità (ALTENER 1998-2002)</p> <p>Direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità</p> <p>Proposta di decisione del Consiglio riguardante l'approvazione del Protocollo di Kyoto (2002/C 75 E/03)</p> <p>Direttiva 2002/91/CE del 16 dicembre 2002 sul rendimento energetico in edilizia</p> <p>Direttiva 2003 /54/CE del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni del mercato dell'energia elettrica</p> <p>Direttiva 2003 /55/CE del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni del mercato del gas naturale</p> <p>Direttiva 83/87/CE del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità</p> <p>Proposta di direttiva COM/2003/0739 dell'8 dicembre 2003 concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici</p> <p>Direttiva 2003/30/CE dell'8 maggio 2003 promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti</p> <p>Direttiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia.</p> <p>Direttiva 2004/67/CE del 26 aprile 2004 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale</p> <p>NORMATIVA NAZIONALE</p> <p>Legge 10/91. Assegna alle Regioni compiti più decisionali, delegati in misura diversa alle Province. La Legge prevede anche la preparazione dei Piani Energetici Regionali (art. 5).</p> <p>Decreto Legislativo 112/98. Conferisce alle Regioni e agli Enti Locali funzioni e compiti amministrativi dello Stato. La Regione è "destinatario provvisorio" delle funzioni ad essa trasferite, è tenuta a determinare con leggi regionali le funzioni amministrative che restano di sua competenza, provvedendo contestualmente a conferire tutte le altre agli Enti Locali e talvolta alle autonomie funzionali (quali Camere di Commercio, Agenzie Regionali per la Protezione ambientale (ARPA)).</p> <p>Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79 (Decreto Bersani). Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme per il mercato interno dell'energia.</p> <p>Decreto MICA 11/11/99 (G.U. n. 292 del 14.12.1999). Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili.</p> <p>Delibera CIPE n. 126/99. Approvazione Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili.</p> <p>Delibera CIPE n. 217 del 21 dicembre 1999. Programma Nazionale per la valorizzazione delle biomasse agricole e forestali.</p> <p>Delibera CIPE n. 27 del 15 febbraio 2000. Programma nazionale biocombustibili (PROBIO).</p> <p>Decreto Legislativo n. 164 del 23 maggio 2000. Attuazione della direttiva 98/30/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale.</p> <p>Decreto MICA del 9 maggio 2001. Approvazione della disciplina del mercato elettrico.</p> <p>Legge 21 dicembre 2001 n. 443 (Legge Obiettivo). Delega al governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ed altri interventi per il rilancio delle attività produttive.</p> <p>Delibera CIPE n. 121 del 12 dicembre 2001. Legge obiettivo progetti infrastrutture energetiche.</p> <p>Legge 9 aprile 2002 n. 55. Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.</p> <p>Legge 1 giugno 2002 n. 120. Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto.</p> <p>Accordo Conferenza Unificata (5 settembre 2002). Stato, Regioni ed Enti Locali per l'esercizio dei compiti e delle funzioni di rispettiva competenza in materia di produzione di energia elettrica.</p> <p>Delibera CIPE 123/2002. Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra (Legge 120/2002).</p> <p>Legge 17 aprile 2003, n. 83. Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico.</p> <p>Disegno di Legge di riordino del settore energetico (n. 3297-B Atti della Camera).</p> <p>Legge 27 ottobre 2003, n. 290. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 29 agosto 2003, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica.</p> <p>Decreto Legislativo 19 dicembre 2003, n. 379. Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica.</p> <p>Decreto Legislativo 387 del 29 dicembre 2003. Recepimento della direttiva 2001/77/CE relativa alla produzione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.</p> <p>Legge 23 agosto 2004, n. 239. Riordino del settore energetico nonché deleghe al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia. Accordo di programma tra GRTN e Conferenza Unificata in merito alla produzione elettrica (bozza 18.03.2004).</p> <p>Decreto Legislativo 273/2004. Convertito in legge n. 316 del 30/12/2004. Disposizioni urgenti per l'applicazione</p>
--

della direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas ad effetto serra nella Comunità Europea.

Aggiornamento del Piano Nazionale per la Riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra: 2003-2010 (24 febbraio 2005).

Decreto Legge n. 81 14/05/2005. Disposizioni urgenti in materia di partecipazione a società operanti nel mercato dell'energia elettrica e del gas.

LEGGI SETTORIALI

Decreto del Presidente della Repubblica 21 dicembre 1999, n. 551 in materia di progettazione, installazione, esercizio, manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento del consumo di energia.

Delibera AEEG n. 224 del 6 dicembre 2000. Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 20 kW.

Decreto Ministero Ambiente 16 marzo 2001 Programma "Tetti fotovoltaici".

Decreto Ministero Attività Produttive e Ambiente 24 aprile 2001 Individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali.

Delibera AEEG 42/02 Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'art. 2, comma 8, del D.Lgs 16 marzo 1999, n. 79.

Delibera AEEG 213/04 Determinazione degli obiettivi specifici per l'anno 2005, di risparmio di energia primaria per i distributori di energia elettrica e di gas naturali, soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004.

Delibera AEEG 101/05 Riconoscimento oneri sostenuti dai produttori limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2002.

La legge Marzano tende a chiarire e ridefinire il mercato elettrico e a riportare allo Stato alcune funzioni, definendo meglio le competenze dello Stato stesso, con l'idea di controllare e governare il mercato dell'energia.

Il decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 (recepimento della direttiva 2001/77/CE sulla promozione e l'incremento dell'elettricità da fonti rinnovabili nel mercato interno) è volto a creare le basi per un futuro quadro comunitario in materia. Il decreto legislativo in questione individua gli obiettivi di consumo futuro di elettricità da fonti rinnovabili sulla base di previsioni realistiche economicamente compatibili con lo sviluppo del Paese, ovvero i meccanismi di sostegno devono essere compatibili con i principi di mercato dell'elettricità per favorire la competizione e la riduzione dei costi e devono tendere ad una semplificazione delle procedure amministrative per la realizzazione di impianti nel rispetto delle competenze di Stato, Regioni ed Enti Locali (tabella 5.2.2). A seguito del Dlgs 387, il 28 luglio 2005 è stato emanato dal Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, il decreto che incentiva il kWh da fotovoltaico, definendo il cosiddetto "conto energia" per impianti con taglie comprese tra 1 kW e 1000 kW di potenza, con tariffe incentivanti per il fotovoltaico variabili tra 0,445 €/kWh a 0,490 €/kWh a seconda della potenza dell'impianto.

Tabella 5.2.2 - Competenze delle Amministrazioni delle Regioni e degli Enti Locali

Competenze delle Regioni
Predisposizione dei Piani Energetici Regionali.
Funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili, all'energia nucleare, al petrolio ed al gas.
Pianificazione territoriale e settoriale (Piano Regionale di Sviluppo, Piani di settore rifiuti, energia, acque, sanità, infrastrutture – Piano Integrato Territoriale).
Programmi di incentivazione e sostegno allo sviluppo socio-economico ed ambientale della Regione (Fondi Strutturali 2001-2006, incentivazione della competitività delle piccole e medie imprese, fondi "Carbon Tax", 1% accise benzine ecc.).
Normativa di indirizzo e coordinamento degli Enti Locali per le funzioni loro delegate, attuativa di leggi nazionali, standard di qualità per livelli di inquinamento ambientale in aree critiche, livelli di prestazione servizi, sistemi e impianti, specifiche tecniche, qualificazioni tecnologiche ecc.
Sistema informativo regionale e compatibilità con il sistema informativo e statistico nazionale.
Sistema di monitoraggio regionale e sistemi a rete (v. Alta tecnologia).
Responsabilità attiva e diretta nei confronti delle politiche e degli indirizzi della UE (in particolare nei processi di riequilibrio/risanamento di aree svantaggiate e in ritardo di sviluppo e nella tutela/valorizzazione di aree di pregio ambientale).
Coordinamento dei patti territoriali ed in generale della programmazione negoziata.
Competenze delle Province
Attuazione (con programmazione di interventi) della pianificazione territoriale e settoriale della Regione a livello provinciale.
Stesura del Piano Territoriale di Coordinamento (legge 142/90) per la regolamentazione e l'indirizzo dell'attività amministrativa dei Comuni in certi settori e per materie di interesse intercomunale.
Funzioni di carattere tecnico-amministrativo e gestionale già delegate dalla Regione o in trasferimento in attuazione del decreto legislativo 112/98 (v. autorizzazioni di impianti per la produzione di energia fino a 300 MW termici). Settori di competenza: inquinamento atmosferico, rifiuti, acque, scuole secondarie.
Valorizzazione delle risorse idriche ed energetiche, programmazione di interventi risparmio energetico e promozione delle fonti rinnovabili di energia.
Banche dati (aria, acqua, rifiuti ecc.) compatibili con il sistema informativo regionale.
Controllo di impianti termici nei Comuni <40.000 abitanti.
Competenze dei Comuni
Amministrazione e gestione dei servizi ai cittadini (rifiuti solidi urbani, trasporti, illuminazione pubblica ecc.).
Destinazione urbanistica aree cittadine, autorizzazioni e concessioni per attività produttive (v. anche sportello unico), Regolamento edilizio.
Piano Energetico Comunale (legge 10/91, art. 5 ultimo comma).
Piano Urbano del Traffico, zonizzazione rumore ecc.
Controlli di impianti termici (>40.000 ab.), sicurezza impianti legge 46/90.
Monitoraggio dell'ambiente cittadino.
Eventuale adesione all'Agenda 21 Locale.
Rapporti con le Aziende municipalizzate.

La tabella 5.2.3 riassume 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, in particolare il recepimento da parte della quasi totalità delle Regioni del decreto legislativo 112/98.

Altro tema sul quale vi è una totale sintonia tra le Regioni riguarda l'emanazione di linee guida nella programmazione energetica e nell'approvazione e/o revisione dei Piani Energetici sia regionali ed in molti casi anche provinciali.

Notevole risulta anche la mole di leggi e decreti emanata nell'ambito della promozione e dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e del risparmio energetico.

In tale ambito si segnalano la Regione Liguria, per l'emanazione di linee guida per l'efficienza energetica del sistema ospedaliero e la Regione Marche, che ha emanato un decreto riguardante i criteri ed indirizzi di VIA per impianti eolici.

Tabella 5.2.3 - Normativa regionale più recente in ambito energetico

Regione	Riferimento	Oggetto
ABRUZZO	LR 80/98 LR 84/99 LR 11/99, 26/00, 57/00, 110/00 LR 22 del 11/10/2002 Det. Dirig. N DF 2/1762002 LR 12 del 3/03/2005	Promozione e sviluppo delle fonti rinnovabili Modifiche alla LR 80 Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98 “Miglioramento dei livelli di coibentazione termo-acustica e del contenimento dei consumi energetici” Consumi energetici Misure urgenti per il contenimento dell’inquinamento luminoso e per il risparmio energetico
BASILICATA	LR 7.99	Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98
CAMPANIA	DGR 6148/01 DGR 4818/02 LR 16 del 22/12/2004	Procedure ed indirizzi per installazione di impianti eolici Linee guida nel settore energetico Norme sul governo del territorio
CALABRIA	LR 34/2002	Legge Regionale di recepimento del DLgs 112/98
E. ROMAGNA	LR 3/99, 12/01 DGR 2964/01 DGR 387/02 DGR 2033/02 DGR 2678/02 DGR 2679/02 DGR 18/03 LR 26 del 23/12/2004 LR 19/03	Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98 Piano regionale in materia di uso razionale dell’energia Compiti agli Enti Locali in per il risparmio energetico Accordo quadro in ambiente, mobilità e energia Disciplina della programmazione energetica territoriale Approvazione del piano energetico Accordo compiti e funzioni in materia di energia Disciplina della programmazione energetica territoriale ed altre disposizioni in materia di energia Norme in materia di riduzione dell’inquinamento luminoso e di risparmio energetico
LAZIO	LR 14/99 LR 15 del 8/11/2004	Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98 Disposizioni per favorire l’impiego di energia solare termica e la diminuzione degli sprechi idrici negli edifici
LIGURIA	LR 3-5-9-18/99 LR 29/00 LR 2/02 D.G.R 398/02 D.G.R 873/02 DGR 08.08.2002 N. 930 DGR 01.08.2003 N. 953 Delib. C. R n. 43 2.12.2003 LR 24 del 29/11/2004	Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98 Modifica L.R. 18/99 Modifica L.R. 18/99 Adozione piano energetico Linee guida efficienza energetica nel sistema ospedaliero Convenzione Regione ARE per attività supporto Finanziamento e Programma annuale ARE Piano Energetico Regionale Adeguamento delle discipline e conferimento delle funzioni agli Enti Locali in materia di ambiente, difesa del suolo e energia
LOMBARDIA	LR 5/00 LR 27 marzo 2000 n. 17 DGR VI/45881 22/10/1999 DCR VII/0674 3/12/2002 D.d.s. 23 dicembre 2003 22895 LR 12 dicembre 2003 n. 26 LR 16 febbraio 2004 1 DGR 2 luglio 2004 7/18080 LR 39 del 21/12/2004	Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98 Risparmio energetico ad uso illuminazione esterna e inquinamento luminoso Individuazione bacini energetici regionali Approvazione della politica energetica regionale Ob. 2 mis. 3.4 Iniziativa per la sostenibilità ambientale della produzione e dell’uso dell’energia Norme in materia gestione energia Contenimento dei consumi energetici negli edifici attraverso la contabilizzazione del calore Indirizzi per la realizzazione del catasto degli impianti termici Norme per il risparmio energetico negli edifici e per la riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti

MARCHE	<p>LR 10/99 LR 10/02 DGR 2141 SI/ARI 22.07.1996 DGR 335 SP/ARI 21.02.2000</p> <p>DGR 2257 SP/ARI 31.10.2000 DGR 291 VP/ARI 04/03/2003</p> <p>DGR 579 SI/ARI 23.04.2003 DGR 1324/02 LR 20 del 28.10.2003</p> <p>LR 7 del 14/04/2004</p>	<p>Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98 Risparmio energetico e inquinamento luminoso Approvazione indirizzi energia e piano energetico Contributi risparmio energetico e sviluppo fonti rinnovabili (FER) Fondi per incentivare progetti FER e solare termico Fondi per incentivare progetti FER e risparmio energetico</p> <p>Indirizzi per la realizzazione di edilizia ecosostenibile Criteri e indirizzi di VIA per impianti eolici Testo unico delle norme in materia industriale, artigiana e dei servizi alla produzione Disciplina della procedura di valutazione di impatto ambientale</p>
MOLISE	<p>LR. 34/99, 22/00 LR 25 del 7/8/2003</p> <p>LR 15 del 16/4/2003</p>	<p>Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98 Norme per l'elaborazione e l'attuazione del piano di gestione dei rifiuti Interventi per la tutela, lo sviluppo e la valorizzazione del territorio montano</p>
PIEMONTE	<p>LR 44/00, 5/01 LR31/00 LR 23/02 DGR 29/02 DGR 8 /9-11047 24/12/2003 DGR 63-11101 24/11/2003</p> <p>DCR 351-3642 3/2/2004 D.G.R N. 23-12920 5/7/2004</p> <p>LR 19 del 3/8/2004</p>	<p>Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98 Inquinamento luminoso e impiego risorse energetiche Procedure di formazione Piano Energetico-Ambientale Aiuti per produzione e utilizzazione FER in agricoltura Progetti utilizzo idrogeno per energia e mobilità Sviluppo e diffusione impianti a basse emissioni e alto rendimento energetico Approvazione Piano Energetico-Ambientale Regionale Criteri e modalità per l'erogazione di contributi per interventi dimostrativi e strategici FER Nuova disciplina regionale sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici</p>
PUGLIA	<p>LR 17-19-24-25/00 LR 19/01 DGR 1409/02</p>	<p>Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98 Approvazione studio per elaborazione PER</p>
SICILIA	<p>DECR. ASSES. 10/09/03</p> <p>LR 14/00</p>	<p>Direttive per l'emissione dei provvedimenti relativi ai progetti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento. Disciplina della prospezione, della ricerca, della coltivazione, del trasporto e dello stoccaggio di idrocarburi liquidi e gassosi e delle risorse geotermiche nella Regione siciliana</p>
TOSCANA	<p>LR 85-87-88/98 40/00 1/01 LR 45/97 LR 31/98 e LR 14/00 LR 37/00 D.GR.366-630/01 800/02 183/03 DGR 1095/01 DGR 386/01 819/01 356/03 DGR 345/02 356/03 DGR 556/03 LR 5 del 27/01/2004</p> <p>LR 1 del 3/01/2005 LR 39 del 24/02/2005</p>	<p>Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98 Norme in materia di risorse energetiche Modifica e integrazione L.R. 45/97 Norme per la prevenzione dell'inquinamento luminoso Accordo promozione solare termico Accordi volontari sviluppo solare termico e fotovoltaico Programma "Tetti fotovoltaici" Recupero degli scarti della lavorazione del legno Accordo per utilizzo biomasse a fini energetici Modifiche all'art. 7 della L.R. 27/0/1997 45 (norme in materia di risorse energetiche) Norme per il governo del territorio Disposizioni in materia di energia</p>
UMBRIA	<p>LR 3/99 LR 14/02 LR 1/04</p>	<p>Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98 Norme per la gestione integrata dei rifiuti Norme per l'attività edilizia</p>

VAL.D'AOSTA	LR 62/93 LR 9/98 LR 17/98 LR 43/98 LR 20/00 LR 1/02 DGR 3146/XI 3.04.2003	Norme in materia di risparmio energetico e FER Incentivi per abbattimento dispersioni termiche Norme in materia di illuminazione esterna Modifiche L.R. 62/93 Acquisizione in società di produzione e vendita energia Individuazione funzioni amministrative di competenza della Regione e trasferimento competenze Enti Locali Approvazione Piano Energetico-Ambientale
VENETO	LR 25/00 LR 11/01 LR 14/03	Pianificazione energetica Recepimento DLgs 112/98 Interventi agroforestali produzione biomasse
FRIULI V.G.	DL 110/02 LR98 LR 4/99 LR 4/01 LR 6/02 LR 30/02 DGR 27/01 DGR 1668/01 DGR 4231/01 LR 18/2003 LR 15/2004	Leggi Regionali di recepimento del DLgs 112/98 Incentivi per l'attivazione di centraline termoelettriche Incentivi per il risparmio energetico nell'industria Incentivi contenimento consumi e utilizzo FER Disposizioni in materia di controllo impianti termici Contributi per FER e cogenerazione Programma interventi "Carbon Tax" Approvazione regolamento per contributi L.R. 4/99 Contributi L.R. 4/99 e adesione programma "Tetti fotovoltaici" e solare termico Regolamento concernente modalità e criteri per la concessione di contributi per la riqualificazione di impianti idroelettrici Riordinamento normativo dell'anno 2004 per i settori della protezione civile, ambiente, lavori pubblici, pianificazione territoriale, trasporti ed energia
P.A. BOLZANO	LP 4/93 LP 1 11/04/2005	Uso razionale energia, risparmio e fonti rinnovabili Disposizioni transitorie in materia di concessioni di grandi derivazioni a scopo idroelettrico
P.A. TRENTO	LP 4/98 e LP 7/00 DGP 1942/00 DGP 12664/00 DGP 2190 DGP 10067/98	Istituzione azienda speciale energia Approvazione iniziative riduzione emissioni gas serra Approvazione iniziative riduzione emissioni gas serra Provvedimento risparmio energetico e utilizzo FER Piano Energetico Provinciale

Molte Regioni cominciano ad avere una normativa sia corposa che dettagliata in ambito energetico; tra tutte spiccano la Toscana, con una normativa molto articolata e con la messa in campo di decreti riguardanti accordi volontari per la promozione del solare termico e fotovoltaico ed accordi per l'utilizzo delle biomasse a fini energetici, le Marche, l'Emilia Romagna e il Friuli Venezia Giulia.

5.3 LA SITUAZIONE ENERGETICA A LIVELLO REGIONALE

5.3.1 Bilanci energetici regionali

Uno dei requisiti fondamentali per procedere all'analisi della situazione energetica territoriale, sia regionale che locale, è quello della disponibilità di dati energetici certi, rilevati regolarmente con criteri e metodi uniformi, confrontabili negli anni e con la massima disaggregazione possibile, in termini di fonti impiegate e di settori di impiego.

I dati regionali, in particolare i bilanci energetici regionali (BER), sono elaborati dall'ENEA, in ambito SISTAN, con una metodologia simile a quella usata dal MAP per il Bilancio Energetico Nazionale (BEN), in modo da garantire la piena confrontabilità e compatibilità.

Come è noto, il bilancio energetico è lo strumento contabile che descrive sinteticamente i flussi di un sistema energetico in tutte le sue fasi, dalla produzione e/o importazione di fonti di energia fino ai loro usi finali. L'analisi comparata dei bilanci energetici consente, quindi, di confrontare le caratteristiche dei sistemi energetici regionali, evidenziandone le specificità e le eventuali criticità.

Il bilancio energetico di sintesi è il risultato dell'aggregazione in cinque classi omogenee delle fonti energetiche (combustibili solidi, prodotti petroliferi, combustibili gassosi, rinnovabili ed energia elettrica) prese in considerazione nella versione estesa del bilancio, con la eliminazione delle duplicazioni dovute all'attività di trasformazione dell'energia. Nella versione estesa del bilancio viene, infatti, riportato il flusso di ciascuna fonte energetica, primaria e derivata, dalla produzione e/o importazione fino agli usi finali in ciascun settore economico.

Anche nella versione di sintesi deve essere verificata l'identità fondamentale del bilancio energetico, data dall'uguaglianza tra disponibilità (offerta) ed impieghi (domanda) di energia.

La disponibilità complessiva di energia di un territorio è rappresentata dal suo Consumo Interno Lordo (CIL), il cui valore viene ottenuto dalla somma algebrica della produzione primaria, del saldo in entrata, del saldo in uscita e della variazione delle scorte.

Gli impieghi sono costituiti dai:

- consumi di energia primaria impiegati per le trasformazioni in energia elettrica;
- consumi propri di energia, dovuti al funzionamento degli impianti di trasformazione o di autoproduzione e alle perdite di trasporto e di distribuzione all'utente finale (consumi e perdite del settore energia);
- bunkeraggi internazionali, ovvero i rifornimenti marittimi ed aerei di fonti energetiche fatti ad operatori esteri in ambito territoriale;
- consumi di fonti energetiche utilizzate come materia prima nei processi industriali (usi non energetici);
- consumi di fonti energetiche utilizzate per gli usi energetici finali in agricoltura, nell'industria, nel residenziale, nel terziario e nei trasporti (consumi finali).

Purtroppo la definizione dei BER non può essere tempestiva poiché risente dei ritardi nella disponibilità dei dati ed in particolare del ritardo nella elaborazione del BEN, a cui necessariamente i BER devono fare riferimento come cornice nazionale. Inoltre, per la definizione dei BER sono necessarie le principali statistiche economiche regionali.

Generalmente il BEN richiede più di un anno per essere definito e formalmente edito, ed i BER, di conseguenza, sono disponibili solo successivamente.

5.3.2 Valutazione generale

Sulla base dei dati dei BER è possibile procedere ad una analisi energetica comparata tra le Regioni italiane che sarà effettuata con gli ultimi dati disponibili relativi al 2003.

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).

Il possesso di una buona conoscenza del sistema energetico regionale in termini di offerta (produzione, importazione, stoccaggi, trasformazione, reti di trasmissione e distribuzione) e di domanda (livelli di consumi finali per fonti e per settori d'impiego) e, inoltre, la conoscenza dell'efficienza e delle modalità di produzione e consumo, è di fondamentale importanza per l'impostazione delle politiche energetiche da parte delle Regioni.

Le variabili energetiche 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 5.3.1). Come si nota la Regione Emilia Romagna ha avuto la maggiore produzione di energia primaria (gas 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 19,4% del totale nazionale; l'Emilia Romagna il 10,5%, il Piemonte ed il Veneto intorno al 9% ciascuna; seguono altre Regioni come Lazio, Toscana e Puglia. Queste sette Regioni hanno consumato, quindi, complessivamente circa il 70% del totale italiano. Anche i consumi finali della Campania e della Sicilia hanno avuto un notevole peso, rispettivamente il 5% ed il 5,3% del totale nazionale.

A livello nazionale, nel 2002, la domanda finale di energia era leggermente diminuita (-0,5%) rispetto all'anno precedente, mentre nel 2003 si è avuta una forte ripresa dei consumi di fonti di energia, che sono cresciuti del 5,6% rispetto al 2002. Il segno positivo ha interessato tutte le Regioni, ad eccezione della Basilicata, dove la domanda finale è leggermente diminuita (-0,3%). Gli aumenti più consistenti si sono avuti in Sardegna (16,3%), Abruzzo (14,5%), Friuli V. Giulia (14,2%), Sicilia (11,4%), Piemonte (9%), Puglia (7,1%) e Lazio (6%). Aumenti meno consistenti hanno riguardato la Campania, il Molise e l'Umbria.

Il deficit più rilevante di energia elettrica nel 2004 si è registrato in Campania con l'81,3%, seguita da un insieme di Regioni (Piemonte, Lombardia, Marche, Basilicata) con deficit compreso tra il 28% e il 48% (tabella 5.3.2). In altre Regioni la quota ha oscillato dal 7% al 25%. Le Regioni che hanno avuto notevoli superi e che quindi "provvedono ad esportare" sono la Liguria, la Puglia, la Valle d'Aosta e la Provincia di Trento. 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 2002, nel 2004 si sono avuti notevoli spostamenti; ad esempio la Regione Emilia Romagna ha diminuito il deficit dal 48% al 9%, mentre la Toscana è passata da un deficit dell'8% ad un deficit del 15,4%. La Regione Umbria è passata da un deficit del 50% al pareggio.

Per quanto attiene ai consumi finali delle varie fonti di energia, la tabella 5.3.3 riporta per ciascuna Regione e per l'Italia nel suo complesso le quote relative al 2003 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 2002, nel 2003 è stato consumato il 21,4% in più di combustibili solidi, interrompendo la serie di continue diminuzioni che ha 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, seguita a distanza dal Friuli V. Giulia, dalla Liguria e dalla Toscana. Tuttavia, la variazione della domanda di combustibili solidi è stata molto diversificata; ad esempio, in Molise e in Campania il loro consumo, nel 2003, è quasi totalmente sparito, forti riduzioni si sono avute anche in Emilia Romagna, Valle d'Aosta e Marche. In Sardegna la domanda è scesa di circa il 20%; in altre Regioni, per contro, l'utilizzo di combustibili solidi è fortemente salito, come nel caso di Friuli V. Giulia, Sicilia, Trentino A. Adige e Umbria.

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 (45,3%). Nel 2003, i consumi nazionali sono aumentati del 4,1% rispetto al 2002; forti incrementi, inconsueti, si sono avuti nella domanda interna della Sardegna e della Sicilia, ma anche in altre Regioni si sono verificati discreti aumenti, come in Abruzzo, Umbria, Lazio, Calabria e Veneto.

L'impiego di combustibili gassosi è stato pari al 31,7% 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 dell'8,5% in un anno e quasi tutte le Regioni hanno registrato incrementi consistenti nel consumo di combustibili gassosi; riduzioni si sono avute solo in Umbria (-5,6%) e Campania (-8,1%).

Le quote di consumo di energia elettrica nelle Regioni sono risultati maggiormente in sintonia con la quota nazionale (18,7%), 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 del 3,1% ed ha riguardato tutte le Regioni ad eccezione dell'Umbria, dove nel 2003, la domanda è diminuita dell'1,6%. L'incremento maggiore si è avuto nelle Marche (5,5%).

La domanda di energia ottenuta dall'impiego di fonti rinnovabili, in Italia, è diminuita rispettivamente del 3,2% rispetto al 2002 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 (5%), seguita da Piemonte e Molise, entrambi con il 2,7%.

L'analisi dei consumi finali di energia, disaggregati per settore economico (tabella 5.3.4), nel 2003, 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 Liguria; nella media la quota del Trentino A. Adige; 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%. La domanda di energia nel settore nel 2003 è diminuita del 3,5% rispetto al 2002 in Italia, segno negativo che ha contraddistinto quasi tutte le Regioni, tra cui spicca il caso di Calabria, Valle d'Aosta, Sicilia, e Campania; mentre la domanda è aumentata in Friuli V. Giulia, Veneto e Sardegna.

Nel settore Industria in Italia è stato impiegato il 32,1% del consumo finale totale e rispetto al 2002, la domanda è aumentata del 7,4%. Le Regioni italiane nelle quali la domanda di energia destinata all'industria ha rappresentato la maggior parte del rispettivo consumo finale sono state Puglia, Basilicata, Sardegna, Molise, Umbria, Toscana, Friuli Venezia Giulia e Veneto, 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 10% 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 2002, il consumo di energia nel settore in esame, ha avuto un andamento piuttosto diversificato nelle varie Regioni e orientato alla crescita: gli aumenti più consistenti si sono registrati in Sicilia, Sardegna, Friuli V. Giulia e Abruzzo, mentre riduzioni di scarsa rilevanza hanno caratterizzato la domanda di energia in Valle d'Aosta, Liguria, Toscana, Umbria, Campania e Basilicata.

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 2003, in Italia, il 32,8% del consumo finale di energia è stato assorbito in questo macrosettore, l'8% in più rispetto al 2002. 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 (-0,3%).

Il macrosettore Trasporti, rispetto all'anno precedente, ha consumato il 2,4% in più a livello nazionale, assorbendo il 32,7% 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 50,9%; in Campania il 46,4%; mentre il Friuli Venezia Giulia è risultata la Regione con la minore incidenza (21,9%). Gli aumenti del consumo di energia hanno riguardato la maggior parte delle Regioni; in particolare, in Abruzzo la domanda è aumentata dell'11,7% e in Sardegna dell'8,7%; mentre il consumo è diminuito in sei Regioni, tra cui il caso di Molise (-5,8%), Basilicata (-4,7%) e Liguria (-2,9%).

Tabella 5.3.1 - Produzione di energia primaria, consumo interno lordo e consumi finali. Anno 2003 (ktep)

Regioni*	Produzione di energia primaria** (ktep)	Consumo interno lordo di energia (ktep)	Consumi finali di energia (ktep)	Var. % '02-'01 del consumo finale
Piemonte	1.878	16.880	12.292	9,0
Valle D'Aosta	635	683	507	2,3
Lombardia	2.557	37.088	25.410	3,8
Trentino A.A.	1.747	3.321	2.402	3,1
Veneto	763	18.025	12.097	4,5
Friuli V. Giulia	304	5.614	3.823	14,2
Liguria	60	5.741	3.292	1,8
Emilia Romagna	5.382	17.761	13.740	3,9
Toscana	473	11.703	8.785	3,4
Umbria	375	3.214	2.302	1,1
Marche	3.163	4.572	3.155	5,6
Lazio	415	14.300	10.487	6,0
Abruzzo	1.116	3.770	2.880	14,5
Molise	279	827	593	1,0
Campania	327	9.552	6.548	0,5
Puglia	806	13.932	8.741	7,1
Basilicata	4.099	1.390	965	-0,3
Calabria	1.772	2.981	2.040	4,4
Sicilia	1.512	15.198	6.976	11,4
Sardegna	324	6.336	3.675	16,3
Italia***	27.990	192.907	130.709	5,6

(*) I valori delle serie storiche differiscono da quelli pubblicati nei precedenti volumi del REA per tener conto delle modifiche metodologiche apportate nei Bilanci Energetici Nazionali, che dal 2000 presentano tale valore al netto dei pompaggi

(**) Energia elettrica al netto dei pompaggi

(***) Somma dei Bilanci Energetici Regionali

Fonte: ENEA

Tabella 5.3.2 - Superi e deficit di energia elettrica rispetto alla richiesta nelle Regioni (%)

Regioni	1990		2000		2002		2004	
	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit
Valle d'Aosta	196,7		183,2		179,3		148,7	
Piemonte		65,3		42,3		45,3		44,0
Lombardia		34		38		48,4		28,6
Trentino A. A.	63,4		90,7		51,9		39,8	
Veneto	11,5		3,7		0,2			19,2
Friuli V. Giulia		13,8		27		20,3		24,7
Liguria	155,2		42,1		97,5		78,5	
Emilia Romagna		31,5		50,1		47,9		9,0
Toscana		17,2		4,3		7,9		15,4
Umbria		61		43,4		50,1	0,9	
Marche		88,7		82,5		58		48,8
Lazio	27,5		45,4		35			7,2
Abruzzo		75,5		34,7		39,9		33,3
Molise		72,8		15,4		24,1		15,9
Campania		79,7		81,6		82,7		81,3
Puglia	3,4		39,3		58,8		57,4	
Basilicata		76,5		55,1		55,2		48,6
Calabria	72,7		26,6		8,5		9,4	
Sicilia	19,7		16,8		16		12,8	
Sardegna		3,8		4,4	7,6		5,4	
Italia		14,7		14,9		16,3		14,0

Fonte: GRTN

Tabella 5.3.3 - Consumi finali d'energia per fonte e per Regione. Anno 2003

Regioni	Comb. solidi	Prod. petr.	Comb. gassosi	Rinnov.	En. Elettrica	Totale	Comb. solidi	Prod. petr.	Comb. gassosi	Rinnov.	En. Elettrica	Totale
	Quote %					ktep	Var. % 2003-2002					
Piemonte	0,7	37,4	41,5	2,7	17,8	12.292	8,8	4,0	18,1	4,2	1,9	9,0
Valle D'Aosta	0,1	59,3	20,2	5,0	15,3	507	-75,9	-0,5	10,3	5,7	3,9	2,3
Lombardia	0,5	39,3	38,8	0,8	20,6	25.410	3,6	1,9	5,8	1,2	3,9	3,8
Trentino A.A.	0,2	51,8	25,9	1,3	20,8	2.402	46,0	-1,2	11,5	-4,2	4,8	3,1
Veneto	1,4	41,3	36,5	0,4	20,4	12.097	27,1	3,7	6,9	-32,8	1,9	4,5
Friuli V. Giulia	12,3	31,1	35,1	0,9	20,5	3.823	103,3	-0,8	20,6	37,4	0,8	14,2
Liguria	11,0	40,0	32,0	1,4	15,6	3.292	-1,2	-2,7	10,1	0,8	0,4	1,8
Emilia Romagna	0,0	37,8	46,1	0,2	15,8	13.740	-82,0	2,5	5,9	-38,7	4,3	3,9
Toscana	5,3	40,3	34,3	0,9	19,2	8.785	29,0	0,2	4,2	-2,8	3,6	3,4
Umbria	1,2	46,4	31,2	1,0	20,2	2.302	43,6	7,5	-5,6	-28,8	-1,6	1,1
Marche	0,2	47,8	31,5	2,8	17,7	3.155	-63,3	-0,2	9,4	288,9	5,5	5,6
Lazio	0,3	60,3	20,8	1,8	16,8	10.487	34,9	4,7	12,3	-3,8	4,3	6,0
Abruzzo	0,0	46,0	33,7	1,1	19,2	2.880	7,0	10,0	32,1	-16,2	2,6	14,5
Molise	0,1	48,1	29,8	2,7	19,3	593	-92,5	-2,6	6,2	21,2	4,5	1,0
Campania	0,0	61,1	17,8	0,9	20,2	6.548	-95,4	2,7	-8,1	-9,5	4,1	0,5
Puglia	27,4	39,2	17,7	0,4	15,2	8.741	18,8	2,4	7,8	-39,2	2,2	7,1
Basilicata	0,0	45,1	31,3	1,2	22,4	965	8,7	-7,7	11,1	-26,9	3,9	-0,3
Calabria	0,0	66,3	13,4	0,6	19,8	2.040	5,2	4,0	13,3	-55,6	4,1	4,4
Sicilia	1,0	62,6	17,8	0,4	18,1	6.976	63,0	14,3	13,4	-47,0	1,4	11,4
Sardegna	0,1	76,1	0,0	0,4	23,4	3.675	-19,7	21,4	0,0	5,5	2,7	16,3
Italia*	3,2	45,3	31,7	1,0	18,7	130.710	21,4	4,1	8,5	-3,2	3,1	5,6

(*) ottenuta come somma dei valori regionali.

Fonte: ENEA

Tabella 5.3.4 - Consumi finali d'energia per settore economico e per Regione. Anno 2003

Regioni	Agricoltura silvicoltura e pesca	Industria	Civile	Trasporti	Totale	Agricoltura silvicoltura e pesca	Industria	Civile	Trasporti	Totale
	Quote %				ktep	Var. % 2003-2002				
Piemonte	1,8	37,2	37,5	23,5	12.292	-3,5	14,0	12,3	-1,4	9,0
Valle D'Aosta	0,3	16,5	50,5	32,7	507	-15,7	-1,2	2,1	4,7	2,3
Lombardia	1,6	32,3	38,5	27,5	25.410	-2,0	0,8	7,8	2,3	3,8
Trentino A.A.	2,4	23,1	38,5	36,0	2.402	-7,9	9,2	1,9	1,5	3,1
Veneto	2,2	34,7	34,5	28,6	12.097	4,9	3,6	8,3	1,3	4,5
Friuli V. Giulia	1,4	50,0	26,7	21,9	3.823	3,5	28,2	6,1	-0,8	14,2
Liguria	2,7	24,9	41,8	30,6	3.292	-4,4	-2,2	8,8	-2,9	1,8
Emilia Romagna	3,3	33,3	34,4	29,0	13.740	-3,0	0,3	10,5	1,7	3,9
Toscana	1,6	33,3	32,8	32,3	8.785	-4,1	-1,1	8,2	3,9	3,4
Umbria	2,6	43,2	23,3	31,0	2.302	-2,8	-2,7	5,7	3,6	1,1
Marche	3,1	26,2	30,1	40,5	3.155	-2,6	15,5	7,6	-0,6	5,6
Lazio	1,7	10,0	37,4	50,9	10.487	-2,8	3,9	8,7	4,8	6,0
Abruzzo	2,8	33,2	27,6	36,4	2.880	-3,8	27,7	6,8	11,7	14,5
Molise	4,4	39,3	23,1	33,1	593	-1,9	5,1	5,6	-5,8	1,0
Campania	2,7	21,7	29,3	46,4	6.548	-8,2	-2,3	-0,3	2,9	0,5
Puglia	4,7	48,0	19,8	27,5	8.741	-5,5	10,0	9,2	3,3	7,1
Basilicata	5,0	34,5	28,5	32,0	965	-2,5	-1,8	7,9	-4,7	-0,3
Calabria	3,3	13,3	31,3	52,0	2.040	-17,6	7,0	11,5	1,5	4,4
Sicilia	3,3	32,2	22,2	42,3	6.976	-8,5	36,3	5,5	1,9	11,4
Sardegna	2,9	42,9	18,4	35,8	3.675	4,6	32,8	2,2	8,7	16,3
Italia*	2,4	32,1	32,8	32,7	130.710	-3,5	7,4	8,0	2,4	5,6

(*) ottenuta come somma dei valori regionali

Fonte: ENEA

5.3.3 Indicatori regionali di efficienza energetica

Nella tabella 5.3.5 sono riportate, per ciascuna Regione e per l'Italia nel suo complesso, le intensità energetiche finali (totale ed elettrica) rispetto al PIL ed i consumi pro capite.

Le intensità energetiche differiscono anche in modo significativo tra le varie Regioni e rispetto alla media nazionale.

Nel 2003, in Italia, l'intensità energetica finale del PIL è aumentata del 5,4% rispetto all'anno precedente, mentre l'intensità elettrica, nel 2003, è aumentata del 2,8%.

La Valle d'Aosta, l'Emilia Romagna, l'Umbria, l'Abruzzo, la Puglia e la Sardegna hanno registrato un valore dell'intensità energetica largamente superiore a quello nazionale, che nel 2002, è ammontato a 125,8 tep/M€₉₅. In particolare, il valore dell'indicatore energetico ha registrato aumenti in tutte le Regioni; tra i più alti sono stati quelli rilevati in Sardegna (16,6%), in Abruzzo (14,6%) e in Friuli V. Giulia (12,4%); in Campania l'intensità energetica è rimasta stabile nel 2003 e in Basilicata l'incremento è stato contenuto, pari allo 0,2%.

La più elevata intensità elettrica del PIL, relativamente al 2003, è stata registrata in Sardegna, a causa della presenza di grandi industrie, forti consumatrici di energia elettrica (alluminio in particolare) e dell'assenza del gas naturale, che favorisce il perdurare degli impieghi dell'energia

elettrica anche per gli usi finali non obbligati quali, tipicamente, quelli per la produzione di acqua calda sanitaria. L'intensità elettrica della Sardegna è ammontata a 510,5 MWh/M€₉₅ a fronte di 288,4 MWh/M€₉₅ nazionale e rispetto all'anno precedente l'aumento è stato, per entrambe, del 2,8%.

Secondo solo a quello della Sardegna, il valore dell'intensità elettrica del Friuli Venezia Giulia è ammontato a 381,6 MWh/M€₉₅ mentre nel Lazio ed in Liguria si sono avuti i valori più bassi, rispettivamente 201,9 MWh/M€₉₅ e 205,6 MWh/M€₉₅.

Gli indicatori generali come quelli riportati sono testimoni di consumi energetici più o meno forti in rapporto ai valori aggiunti regionali, ovvero mostrano la pressione energetica e quindi ambientale esistente sul territorio; tuttavia, stime più puntuali potrebbero essere ottenute riferendo queste valutazioni a settori di attività molto disaggregati.

Relativamente ai consumi finali pro capite di energia, nel 2003, in Italia si è avuto un consumo pari a 2,3 tep/ab. Questo valore è stato ampiamente superato nelle Regioni settentrionali, in particolare in Valle d'Aosta, dove il consumo pro capite è stato di 4,2 tep/ab., il valore più alto in Italia. Le Regioni con consumo medio pro capite più basso sono state la Calabria (1,0 tep/ab.) e la Campania (1,1 tep/ab.).

Il consumo pro capite di energia elettrica, nel 2003, in Italia è stato pari a 5,2 MWh/ab., il 3,2% in più rispetto al 2002; anche in questo caso, è nelle Regioni del Nord che si sono avuti consumi unitari maggiori di quello medio nazionale: si va dai 7,9 MWh/ab. del Friuli Venezia Giulia ai 6,2 MWh/ab. del Trentino A. Adige e del Piemonte; in Liguria invece il consumo pro capite è stato tra i più bassi (4,1 MWh/ab.); l'incremento annuo più consistente si è avuto in Valle d'Aosta, dove ogni abitante ha consumato mediamente il 4,6% in più rispetto all'anno precedente.

Nel centro Italia, la Regione con i più alti consumi elettrici pro capite è stata l'Umbria (6,5 MWh/ab.), che rispetto all'anno precedente ha registrato una riduzione dell'1,8%. L'elevato valore dei consumi elettrici pro capite testimonia l'aumento costante del consumo di elettricità registrato negli ultimi anni in particolare nell'industria siderurgica. Il Lazio è stata la Regione del centro Italia con i consumi unitari più bassi (4,1 tep/ab.), ma rispetto all'anno precedente l'aumento è stato molto consistente, pari al 6,9%.

I consumi pro capite di elettricità nell'Italia meridionale hanno oscillato tra i 7 tep/ab. della Sardegna, con un incremento annuo del 2,8%, e i 2,5 tep/ab. della Sicilia, con un aumento del 2,5% annuo. Nelle restanti Regioni del Sud, nel 2003, si sono avuti forti aumenti del consumo elettrico pro capite: in Calabria ogni abitante ha consumato il 5% in più rispetto al 2002, il 4,9% in più in Basilicata, il 5,8% in più in Molise, il 4,4% in più in Campania e il 3,5% in più in Puglia.

Tabella 5.3.5 - Principali indicatori di efficienza energetica regionale. Anno 2003

Regioni	Intensità energetica finale del PIL	Intensità elettrica del PIL	Consumi pro capite di energia	Consumi pro capite di energia elettrica
	(tep/M euro ₉₅)	(MWh/M euro ₉₅)	tep/ab	(MWh/ab)
Piemonte	140,3	300,6	2,9	6,2
Valle D'Aosta	177,4	328,3	4,2	7,7
Lombardia	121,4	301,4	2,7	6,8
Trentino A. A.	108,1	267,1	2,5	6,2
Veneto	128,1	311,8	2,6	6,3
Friuli V. Giulia	153,8	381,6	3,2	7,9
Liguria	104,4	205,6	2,1	4,1
Emilia Romagna	150,1	282,0	3,4	6,3
Toscana	125,3	289,4	2,5	5,7
Umbria	159,0	383,3	2,7	6,5
Marche	117,3	265,4	2,1	4,7
Lazio	99,7	201,9	2,0	4,1
Abruzzo	144,7	331,6	2,2	5,1
Molise	127,9	311,4	1,8	4,5
Campania	95,8	234,7	1,1	2,8
Puglia	179,8	336,7	2,2	4,1
Basilicata	124,3	341,1	1,6	4,4
Calabria	87,5	215,2	1,0	2,5
Sicilia	111,7	294,7	1,4	3,7
Sardegna	163,0	510,5	2,2	7,0
Italia*	125,8	288,4	2,3	5,2

* contiene il PIL extra-regione

Fonte: elaborazione ENEA da dati di origine diversa

5.4 PIANI ENERGETICI REGIONALI: INDIRIZZI E CONTENUTI

5.4.1 *Aspetti generali*

Le Regioni italiane che allo stato attuale hanno varato ufficialmente i Piani Energetico-Ambientali (PEAR) sono tredici, a cui si aggiungono le Province Autonome di Trento e di Bolzano. I tempi in cui sono stati approvati sono diversi ma, per la maggior parte, si va dal 2000 al 2003. A gennaio e a febbraio del 2005 sono stati approvati i Piani Energetici del Veneto e delle Marche, il primo dalla Giunta Regionale e il secondo dal Consiglio Regionale. (tabella 5.4.1)

Sono di seguito sintetizzati alcuni aspetti fondamentali dei PEAR, ovvero gli Indirizzi generali dei Piani, che per l'insieme delle Regioni costituiscono di fatto l'articolazione della politica energetica nazionale, a cui gli stessi programmi fanno riferimento e si appoggiano, ciascuno con le proprie specificità.

L'importanza della definizione dei Piani Energetico-Ambientali Regionali è stata richiamata nel giugno 2001 nel "Protocollo d'intesa della Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome per il coordinamento delle politiche finalizzate alla riduzione delle emissioni di gas-serra nell'atmosfera", noto come "Protocollo di Torino", che si prefigge lo scopo di "pervenire alla riduzione dei gas serra, così contribuendo all'impegno assunto dallo Stato italiano nell'ambito degli obblighi della UE stabiliti dagli accordi internazionali e programmato nella delibera CIPE 137/98 del 19.11.98."

A tal fine nel Protocollo è indicata una serie di impegni diretti ad assicurare lo sviluppo sostenibile. Fra questi vi è l'impegno all'elaborazione dei Piani energetico-ambientali come strumenti quadro flessibili, dove sono previste azioni per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, la razionalizzazione della produzione energetica ed elettrica in particolare, la razionalizzazione dei consumi energetici: in sostanza tutte quelle azioni di ottimizzazione delle prestazioni tecniche dal lato dell'offerta e dal lato della domanda. Fondamentale appare anche il richiamo alla necessità di raccordo ed integrazione con gli altri settori di programmazione e al ruolo dell'innovazione tecnologica, degli strumenti finanziari e delle leve fiscali tariffarie ed incentivanti.

Nel Protocollo di Torino le Regioni individuano nella pianificazione energetico-ambientale lo strumento per indirizzare, promuovere e supportare gli interventi regionali nel campo dell'energia assumendo a livello di Regione impegni ed obiettivi congruenti con quelli assunti per Kyoto dall'Italia in ambito comunitario (abbattimento al 2010-2012 delle emissioni di CO₂ a livelli inferiori del 6,5% rispetto a quelli del 1990).

Sulla base dello schema utilizzato nella delibera 137/98 del CIPE nella quantificazione degli obiettivi di riduzione relativamente alle emissioni di CO₂ da processi di combustione, si possono focalizzare gli elementi di analisi ed elaborare alcuni indicatori di situazioni e prestazioni energetiche ed ambientali regionali, così da permettere la stima dell'entità degli impegni da assumere a livello regionale nei vari settori di intervento. Tali interventi diventano parte integrante dei Piani Energetico-Ambientali Regionali.

Il Piano Energetico Regionale è dunque il principale strumento attraverso il quale le Regioni possono programmare ed indirizzare gli interventi, anche strutturali, in campo energetico nei propri territori e regolare le funzioni degli Enti Locali, armonizzando le decisioni rilevanti che vengono assunte a livello regionale e locale.

Il Piano Energetico Regionale costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumono iniziative in campo energetico nel territorio di riferimento. Esso contiene gli indirizzi, gli obiettivi strategici a lungo, medio e breve termine, le indicazioni concrete, gli strumenti disponibili, i riferimenti legislativi e normativi, le opportunità finanziarie, i vincoli, gli obblighi e i diritti per i soggetti economici operatori di settore, per i grandi consumatori e per l'utenza diffusa.

La programmazione energetica regionale va attuata anche per "regolare" ed indirizzare la realizzazione degli interventi determinati principalmente dal mercato libero dell'energia.

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. Ovvero il Piano può essere guidato anche da funzioni "obiettivo" tipicamente ambientali. In tal modo il PER diventa PEAR.

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.

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.

Più in generale l'ENEA svolge il ruolo di coordinatore tecnico-scientifico tra il sistema nazionale e le Regioni e tra queste, al fine di dare una continuità territoriale alla programmazione regionale, che permetta confronti tra le Regioni stesse, basati su metodologie e criteri tecnici comuni.

La Regione svolge un ruolo politico che si concretizza nella determinazione delle linee di indirizzo, degli standard e delle normative di attuazione e nella programmazione degli interventi e delle necessarie risorse finanziarie (Piano di indirizzo e Piano finanziario).

L'attuale stato di definizione dei PEAR è riportato nella tabella 5.4.1. In quindici ambiti regionali e provinciali i Piani sono stati approvati dalle rispettive Giunte e dal Consiglio Regionale, mentre in molte altre Regioni sono in corso gli studi per la stesura o l'aggiornamento di Piani precedenti.

L'ENEA è intervenuta nella predisposizione di quasi tutti i Piani, su richiesta delle Regioni. 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.

Tabella 5.4.1 - Stato di definizione dei Piani Energetico-Ambientali Regionali

Regione/Provincia Autonoma	Situazione
Valle d'Aosta	Approvato con delibera del Consiglio Regionale nel 2003
Piemonte	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2002
Lombardia	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2003
P. A. Trento	Approvato dalla Giunta Provinciale nel 2003
P. A. Bolzano	Approvato dalla Giunta Provinciale nel 1997
Veneto	Approvato dalla Giunta Regionale nel gennaio 2005
Friuli-Venezia Giulia	Definita una Bozza di Piano nel 2003
Liguria	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2004
Emilia Romagna	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2002
Toscana	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2000
Umbria	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2004
Marche	Approvato dal Consiglio Regionale nel febbraio 2005
Lazio	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2001
Abruzzo	Definita una bozza di Piano nel 2003
Molise	In fase di definizione
Campania	In fase di definizione
Puglia	In fase di definizione
Basilicata	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2000
Calabria	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2002
Sicilia	In fase di progettazione
Sardegna	Aggiornato e approvato dalla Giunta Regionale nel 2003

Fonte: elaborazione ENEA su informazioni regionali

5.4.2 Politiche e indirizzi 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.

Di seguito si riportano gli indirizzi di alcune Regioni.

In Piemonte la definizione del PEAR ha coinvolto il sistema piemontese delle autonomie locali, degli operatori economici, delle forze sociali, degli atenei e degli istituti di ricerca, dell'associazionismo ambientale e delle agenzie ambientali ed energetiche nell'ambito delle riunioni del Forum regionale per l'Energia.

La Regione ha stabilito inoltre che il PEAR dovrà costituire il quadro di riferimento e di indirizzo per la programmazione a livello locale, con un'azione più coordinata tra la Regione e le Province piemontesi, con una migliore conoscenza delle attività sviluppate ai diversi livelli dell'amministrazione locale in campo energetico-ambientale.

L'attuazione degli interventi individuati dipende non solo dall'attività di programmazione e di incentivazione normativa e finanziaria della Regione, ma da un più generale consenso dei soggetti, in particolare di quelli privati, chiamati a realizzarli.

A tale fine si sottolinea nel documento come, nell'ambito della Conferenza Nazionale Energia ed Ambiente del novembre 1998, gli "Accordi volontari" tra le parti siano stati individuati quali strumenti attuativi utili alla realizzazione degli interventi. In particolare gli "Accordi territoriali" con le rappresentanze interessate a livello regionale e locale in cui siano definiti i programmi energetici da realizzare, costituiscono il principale strumento di concertazione che la Regione intende attivare per dare concretezza e visibilità agli interventi di Piano individuati.

L'impostazione condivisa nella predisposizione dei piani energetici regionali è quella di un documento che si integri con gli altri piani di settore con lo scopo principale di definire gli obiettivi energetici da perseguire e di fornire una valutazione energetica delle scelte strategiche proponendo indirizzi coerenti sull'offerta di energia e sulle fonti di approvvigionamento, in vista di una concezione integrata e trasversale del fattore energia.

Il principio informatore del PEAR del Piemonte è garantire lo sviluppo sostenibile, in armonia con gli impegni assunti dall'Italia a livello comunitario e internazionale nel campo energetico ambientale.

Il Piano Energetico Regionale del Piemonte è lo strumento di indirizzo e programmazione degli interventi in campo energetico, inserito e integrato nei documenti di programmazione economica e finanziaria della Regione, nel Piano Regionale di Sviluppo e negli altri Piani regionali settoriali.

Esso costituisce un fondamentale quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumono iniziative in campo energetico nel territorio di riferimento ed assicura l'armonizzazione delle decisioni che vengono assunte a livello regionale e locale inerenti, ad esempio, lo smaltimento dei rifiuti, l'organizzazione dei trasporti, l'assetto urbanistico territoriale, la pianificazione di bacino per le risorse idriche. Influisce altresì nella regolazione delle funzioni degli Enti Locali (ad es: autorizzazione di impianti di produzione energetica ecc.).

In **Lombardia** il Programma Regionale di Sviluppo della VII legislatura, approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale VII/39 il 10 ottobre 2000, al punto 9.1 – Politica energetica regionale, recita:

"Il Piano Energetico Regionale si pone l'obiettivo di assicurare il fabbisogno energetico lombardo, che rappresenta il 20% di quello nazionale, massimizzando l'uso delle fonti di approvvigionamento basate sulle risorse locali (impiego di biomasse o rifiuti per la produzione combinata di energia elettrica e di calore, sviluppo del comparto solare e fotovoltaico, ottimizzazione dell'idroelettrico) e di sviluppare l'uso di combustibili puliti nel sistema dei trasporti e del riscaldamento, migliorando l'efficienza energetica nei settori che presentano ancora forti margini di miglioramento, come il settore civile e terziario."

Esso dedica particolare attenzione allo sviluppo degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, così come previsti dall'Accordo Quadro con il Ministero dell'Ambiente, con l'obiettivo di raddoppiare il contributo di tali fonti nel sistema di offerta regionale.

Nel riprendere e nel riaffermare molte delle posizioni già assunte e degli orientamenti espressi, il documento concentra la sua attenzione sugli effetti dei decreti di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, che hanno indotto numerose iniziative per la realizzazione di nuovi impianti termoelettrici nel territorio lombardo.

Il documento prevede che la realizzazione di eventuali nuove centrali sia autorizzata, per quanto di competenza regionale, considerando vari fattori interagenti fra loro: i benefici attesi sul costo dell'energia; le ricadute territoriali e ambientali; gli impegni assunti dalla Unione Europea e dal Governo italiano a seguito dell'adesione al Protocollo di Kyoto; l'evolversi di una situazione lombarda caratterizzata da fenomeni acuti di inquinamento atmosferico nelle aree più critiche della Regione.

La Regione **Liguria** intende operare un grande sforzo per il decollo dell'uso delle fonti rinnovabili. L'obiettivo della Regione è il raggiungimento della quota del 7% del fabbisogno energetico. Le azioni che verranno intraprese in tal senso assumono comunque un ruolo ben più rilevante di quello richiesto per il raggiungimento di tale quota. Questo sforzo aggiuntivo è necessario per vincere l'inerzia" connessa con gli attuali modelli di consumo energetico che tendono ad ostacolare un'effettiva penetrazione delle fonti rinnovabili. In effetti si tratta di costruire i presupposti, soprattutto a livello locale, per superare questa situazione e per rendere il ricorso alle fonti rinnovabili duraturo, irreversibile e conveniente, almeno dal punto di vista dei valori territoriali e ambientali che la Regione intende non solo tutelare ma promuovere.

La Regione intende anche attuare la progressiva trasformazione dell'assetto energetico verso un sistema diffuso di produzione che adotti tecnologie innovative a basso impatto ambientale e che minimizzi la presenza sul territorio di rilevanti infrastrutture energetiche. Risponde a questa scelta strategica la promozione dell'autoproduzione in aree industriali ed ecologicamente attrezzate e in alcuni comparti del settore civile quali terziario, Pubblica Amministrazione ecc.

In linea generale si pensa ad una strategia energetica globale, riguardante la sicurezza degli approvvigionamenti, la protezione dell'ambiente, la riduzione delle emissioni di gas serra, lo sviluppo economico e sociale e la competitività economica e industriale del sistema Paese. Tale passaggio metodologico presuppone la capacità di saper integrare in un'unica strategia di *policy* gli aspetti di politica di sviluppo e di assetto territoriale con gli obiettivi energetici ed ambientali fatti propri dalla Regione.

L'integrazione della politica energetica nella politica ambientale, secondo il documento di PEAR, necessita l'introduzione dei più avanzati strumenti di valutazione degli effetti ambientali degli assetti energetici. La Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) sulle singole opere non è sufficiente per garantire la sostenibilità complessiva dell'assetto energetico. La VIA deve essere integrata a monte con piani e programmi che nel loro impianto devono già aver acquisito i criteri più ampi di valorizzazione della componente ambientale. A questo fine occorre sviluppare la più ampia metodologia di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) dei Piani. Oltre all'adozione della VAS, in materia di strumenti metodologici è intenzione della Regione avviare una progressiva introduzione di procedure di contabilità ambientale relativamente alla valutazione del patrimonio naturale, in modo da poter seguire la sua evoluzione nel corso dell'attuazione della politica energetica in definizione. VAS e contabilità ambientale verranno preliminarmente introdotte in relazione allo sfruttamento energetico delle biomasse forestali.

L'obiettivo della Regione **Emilia Romagna**, in sintonia con le nuove responsabilità che le derivano dalla riforma costituzionale, è di determinare le condizioni per aprire una nuova fase di sviluppo territoriale nella quale abbia rilevanza e rappresentatività la "questione energetica".

L'asse strategico del PEAR nella prospettiva dello sviluppo sostenibile è la cultura della qualità più che la crescita quantitativa: qualità del modo di produrre e di consumare l'energia.

Gli obiettivi indicati dal PEAR risultano particolarmente innovativi rispetto alle trasformazioni richieste, ai modelli di intervento, agli assetti operativi e relazionali.

La valutazione preventiva della sostenibilità ambientale e territoriale degli effetti derivanti dalla attuazione della politica energetica regionale, con evidenziazione dei potenziali impatti negativi delle scelte operate e delle misure idonee a prevenirli, ridurli, compensarli, si afferma come componente organica del PEAR e degli strumenti normativi collegati. Per questo il PEAR è corredato di VAS secondo le direttive comunitarie (è il primo piano regionale che si dota di questa VAS). La VAS proseguirà anche con il monitoraggio della evoluzione del sistema e del raggiungimento degli obiettivi indicati.

In **Calabria** il Piano si pone l'obiettivo di definire le condizioni idonee allo sviluppo di un sistema energetico che dia priorità alle fonti rinnovabili ed al risparmio energetico come mezzi per una maggior tutela ambientale, al fine di ridurre le emissioni inquinanti in atmosfera senza alterare significativamente il patrimonio naturale della Regione. Concettualmente si basa sullo studio delle

caratteristiche del sistema energetico attuale, sulla definizione degli obiettivi di sostenibilità al 2010 e delle corrispondenti azioni per il loro raggiungimento e sull'analisi degli strumenti da utilizzare per la realizzazione delle azioni stesse. L'impiego dei principali indicatori socio-economici a livello regionale ha consentito di definire gli scenari di possibile evoluzione tendenziale del sistema energetico al 2010. Su tali scenari sono stati calcolati i benefici derivanti dall'attuazione delle azioni di sostenibilità energetica, sia riferite all'offerta che alla domanda. Tali azioni sono state elaborate a seguito della valutazione dei potenziali di intervento nei vari settori energetici.

Per quanto riguarda gli strumenti di attuazione delle scelte di pianificazione, particolare enfasi è stata riservata al meccanismo degli accordi volontari, come pure alle forme di informazione, formazione ed incentivazione delle quali la Regione deve farsi promotrice.

Per quanto concerne le reti di distribuzione del metano e dell'energia elettrica (e l'eventuale potenziamento/adequamento delle relative reti di trasporto), che assumono carattere comprensoriale, la loro pianificazione costituisce, ai sensi del DLgs 112/98, materia di competenza degli Enti sovracomunali, nell'ambito degli indirizzi del presente Piano. A tal fine la loro realizzazione dovrà essere coerente con gli obiettivi e le previsioni di sviluppo della domanda a medio termine.

In conclusione, l'insieme di indirizzi, obiettivi e programmi già avviati nell'ambito dei Piani Energetico-Ambientali Regionali della maggior parte delle Regioni dimostra che il processo di decentramento è a buon punto ed ha carattere di irreversibilità e di irrinunciabilità. Lo sviluppo delle politiche energetiche regionali costituisce la base della politica energetica nazionale.

La maggior parte delle Regioni ha dato luogo alla programmazione energetico ambientale facendosi carico di obiettivi anche di carattere nazionale (Protocolli di Kyoto e di Torino).

Tra gli obiettivi regionali ha particolare peso il riequilibrio territoriale dei sistemi di generazione e trasmissione elettrica, con impegni formali e sostanziali di diverse Regioni deficitarie a provvedere con possibili insediamenti, ricorrendo quanto più alle risorse endogene e rinnovabili.

La realizzazione dei piani regionali è inoltre facilitata dal pieno utilizzo di tutta la strumentazione pubblica disponibile (decreti ministeriali, fondi nazionali, fondi strutturali ecc.) e dal coinvolgimento di tutti i soggetti pubblici e privati (ENEA, università, imprese ecc).

La distanza tra le intenzioni programmatiche e la reale attuazione dei progetti potrebbe in alcuni casi essere notevole, dipendendo la buona riuscita da fattori anche esogeni al sistema energetico.

È generalmente acquisito nei PEAR il carattere di trasversalità nella programmazione generale regionale, di collegamento agli altri piani territoriali (piani trasporti, piani rifiuti, piani di sviluppo territoriali, ecc.), per cui l'attuazione dei PEAR deve svilupparsi in buona parte anche attraverso le altre attività settoriali e territoriali.

Resta molto importante l'aggiornamento dei PEAR, in quanto questi non sono degli strumenti rigidi ma soggetti ai mutamenti in corso (nuove aspettative, nuove norme italiane ed europee, variazioni tecnologiche ecc).

Infine va considerata la grande mole di attività in campo energetico da parte di Regioni ed Enti Locali anche al di fuori della pianificazione energetica, in attuazione appunto delle diverse disposizioni nazionali ed europee.

5.4.3 Piani energetici comunali e provinciali

L'art. 5, comma 5, della legge 10/91, dispone che i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti debbano prevedere, all'interno del proprio Piano Regolatore Generale (PRG), uno specifico piano relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia. Questo disposto di legge, pur con tutti i suoi limiti, offre tuttavia ai Comuni un'occasione unica per integrare il fattore energia nelle scelte che l'Amministrazione deve compiere per migliorare l'ambiente urbano e la qualità della vita nelle città, scelte che si estrinsecano attraverso la predisposizione e l'uso di altri strumenti di programmazione quali quelli in materia di rifiuti urbani, di depurazione delle acque di scarico, di

approvvigionamento idropotabile, di traffico, o di regolamentazione quali le Norme Tecniche di Attuazione del PRG, il Regolamento d'Igiene, il Regolamento Edilizio.

L'obbligo della predisposizione del Piano Energetico Comunale (PEC) riguarda 136 Comuni, con una popolazione complessiva interessata di circa 21 milioni di abitanti, pari al 36% del totale dei cittadini italiani.

A dodici anni di distanza, risulta che 38 città (il 28% di quelle obbligate) hanno predisposto il Piano Energetico o Programma energetico, anche se la popolazione complessivamente coinvolta (intorno a 8,5 milioni di abitanti) rappresenta il 40% del totale della popolazione dei 136 Comuni interessati.

Dall'analisi complessiva dei PEC finora realizzati risulta che:

- l'efficienza energetica delle nostre città appare nettamente migliorabile, con possibili riduzioni dei consumi energetici del 10-15%, ottenibili attraverso interventi tecnicamente ed economicamente realizzabili in molti settori (abitazioni, ospedali, scuole, industrie ecc.);
- l'emissione di inquinanti climalteranti dovrebbe conseguentemente ridursi in questi settori, con un notevole contributo al rispetto degli impegni presi dall'Italia con il Protocollo di Kyoto, mentre più difficile risulta la diminuzione delle emissioni nel settore dei trasporti;
- la produzione di energia da fonti rinnovabili a livello urbano è ancora troppo esigua, se non, addirittura, insignificante;
- più ridotta è la percentuale (10%) dei Comuni delle Regioni centro-meridionali che hanno predisposto il PEC, mentre al Nord questa percentuale sale al 30%.

A livello provinciale le competenze definite dalla legge 10/91 erano abbastanza modeste, limitandosi praticamente ai compiti di controllo sugli impianti di riscaldamento ambienti relativi ai territori comunali con meno di 40.000 abitanti.

Il Piano Energetico Provinciale (PEP) trovava dunque difficoltà a collocarsi, in questo settore, con funzione di snodo e collegamento tra il Piano Energetico Regionale e quello Comunale, questi ultimi introdotti dall'art. 5 della legge 10/91.

Come si è visto nell'apposito riquadro, con il decreto legislativo 112/98 le Province hanno assunto competenze importanti, fra cui:

- la redazione e l'adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico;
- l'autorizzazione alla installazione ed all'esercizio degli impianti di produzione di energia fino a 300 MW termici.

A queste si aggiungono le funzioni amministrative che la Provincia è chiamata a svolgere insieme al Comune in materia di controllo sul risparmio energetico e sull'uso razionale dell'energia, oltre a quelle eventualmente previste e concordate con la Regione.

Se poi si considerano, da un lato le altre competenze provinciali in materia di scuole, rifiuti, raccolta differenziata, inquinamento atmosferico e tutela ambientale e, dall'altro, le caratteristiche di "orizzontalità" della pianificazione energetica (in particolare dei confronti dell'ambiente) può senz'altro conseguire una collocazione evidenziata e corposa del PEP all'interno del Piano Territoriale di Coordinamento, che rimane il riferimento centrale come documento quadro di pianificazione provinciale.

La Provincia riveste, infatti, un ruolo importante nella pianificazione di settori di attività all'interno dei quali risultano fondamentali gli aspetti energetici, quali il coordinamento delle attività di pianificazione territoriale ed urbanistica, la tutela dell'ambiente dalle emissioni inquinanti, la programmazione delle attività di gestione dei rifiuti e la tutela delle risorse idriche.

Lo "sviluppo sostenibile" costituisce il principale obiettivo della politica energetica provinciale. Sulla base di questo obiettivo i Piani provinciali perseguono, come finalità specifiche, il

contenimento dei consumi di energia, lo sviluppo delle fonti rinnovabili locali di energia e la tutela dell'ambiente.

L'impegno delle Province è testimoniato anche dalla forte presenza di Agenzie provinciali per l'energia e l'ambiente, avviate con il sostegno comunitario e successivamente inserite nel contesto territoriale con attività per le Amministrazioni, fino a costituire una Rete.

5.4.4 I nuovi strumenti di policy energetico-ambientale

5.4.4.1 Energia e Agenda 21: l'esperienza della Regione Lombardia

La Regione Lombardia ha avviato, agli inizi del 2005, un'azione di supporto rivolta agli Enti pubblici per l'implementazione dei processi di Agenda 21 Locale.

L'obiettivo principale è quello di promuovere un miglioramento delle capacità delle Pubbliche Amministrazioni locali e degli attori pubblico-privati nel programmare/realizzare politiche e azioni per lo sviluppo sostenibile e nell'applicare con efficacia metodologie e strumenti di condivisione degli obiettivi-progetti.

L'attività si concentra su tre filoni tematici scelti sulla base delle caratteristiche delle aree:

- organizzazione della partecipazione;
- paesaggio, beni culturali e turismo sostenibile;
- energia.

Sulla base delle diverse realtà territoriali che caratterizzano le aree, si sono individuati i seguenti percorsi di sostenibilità energetica:

Filiera della Biomassa: i cui obiettivi principali sono la valorizzazione di fonti energetiche locali per la produzione di energia e calore a servizio delle utenze locali (rete di teleriscaldamento) e/o delle imprese, con conseguente recupero di aree rurali marginali e la promozione dell'imprenditoria agro-forestale di interesse locale (integrazione del reddito per le imprese, sviluppo di filiere con conseguente risvolto occupazionale ecc.);

Sostenibilità energetica nel turismo sostenibile: intendendo promuovere nelle aree più turistiche della Lombardia la realizzazione di interventi di sostenibilità energetica, quali la razionalizzazione e il risparmio energetico nel settore alberghiero e la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili;

Mobilità sostenibile: con interventi rivolti alla riduzione dei consumi di combustibili fossili incrementando l'efficienza del parco veicolare, e all'incremento dell'uso dei biocombustibili (biodiesel) e carburanti più ecologici (GPL, metano);

Nuovi Regolamenti Edilizi: al fine di indirizzare il settore delle costruzioni verso standard di qualità energetica superiori inserendo interventi obbligatori (caldaie a condensazione, collettori solari per la produzione di acqua calda, contabilizzazione del calore, utilizzo vetri doppi ecc.) e interventi facoltativi (tetto verde piano o inclinato, pannelli radianti integrati nei pavimenti o nelle solette, pannelli solari fotovoltaici) che potranno essere favoriti con incentivazioni da valutare caso per caso;

Energy Management d'area: per l'istituzione, nell'ambito degli Enti Locali, di una figura capace di analizzare la componente "energia" a 360° riuscendo a comprendere anche gli aspetti gestionali e operativi dei settori più energivori dell'Ente Locale o dell'Azienda. Un aspetto innovativo può consistere nell'individuazione di Energy Manager d'area, capaci cioè di analizzare un territorio nella sua complessità.

5.4.4.2 Nuovi strumenti regolamentari per l'integrazione dell'energia nelle politiche territoriali. Il PTCP della Provincia di Modena

La Regione Emilia Romagna con la delibera 387/02 ha inteso fornire le prime disposizioni concernenti il coordinamento di compiti attribuiti agli Enti Locali in materia di contenimento dei consumi energetici negli edifici ai sensi dell'art. 30 del Dlgs n. 112/98.

Nell'ambito della delibera la Regione ha promosso un progetto regionale per l'adeguamento degli impianti termici finalizzato a conseguire risparmi energetici valutabili in 140.000 tep all'anno nell'arco di 10 anni.

Le azioni previste all'interno del progetto sono:

- il coordinamento dei compiti attribuiti agli Enti locali per l'attuazione del DPR 412/93; l'assistenza agli Enti Locali per le attività di informazione e orientamento degli utenti finali dell'energia;
- l'indirizzo ed il coordinamento dei programmi di formazione degli operatori pubblici e privati nel campo energetico;
- la promozione di strumenti di raccordo che consentano la collaborazione tra diversi Enti ed organismi preposti alla vigilanza sugli impianti termici nel rispetto delle singole competenze.

Tali azioni hanno condotto ai seguenti risultati:

- definizione di Strumenti di partecipazione tra associazioni di consumatori ed organizzazioni imprenditoriali;
- stipula di Accordi di programma con concessione di contributi, tra la Regione e gli Enti Locali per dare esecuzione alle linee prioritarie di azione previste al Piano di Kyoto;
- coordinamento dei compiti attribuiti agli Enti Locali per l'attuazione del DPR 412/93;
- creazione di Gruppi di lavoro per la realizzazione di studi, ricerche e progetti.

Nell'ambito del progetto regionale, l'Amministrazione Provinciale di Modena ha costituito un gruppo di lavoro con l'obiettivo di individuare proposte utili all'aggiornamento di strumenti di pianificazione territoriale secondo modelli di sostenibilità energetica.

Il percorso si è sviluppato secondo due direttrici:

- costruzione di un compendio di possibili azioni di promozione dell'uso di fonti rinnovabili e del risparmio energetico;
- applicazione, a scopo esemplificativo, ad alcuni casi studio.

Partendo dal quadro conoscitivo del territorio già definito dalla Provincia di Modena per la redazione del proprio PTCP e da una indagine bibliografica sui casi simili e d'eccellenza a livello nazionale e internazionale, si è passati all'individuazione di obiettivi operativi:

Area vasta - Individuazione di strategie e tecniche operative per il risparmio energetico e l'uso di fonti alternative. Elaborazione di un "Piano stralcio del PTCP".

Comunale – Individuazione di strategie e tecniche operative per il risparmio energetico e l'uso di fonti alternative da introdurre negli strumenti di pianificazione urbanistica ai vari livelli di definizione previsti dalla legge regionale 20/2000, proposte per i Comuni di Castelfranco e Modena.

Gli strumenti funzionali al raggiungimento degli obiettivi stessi sono i seguenti:

- indicatori per misurare l'efficacia delle politiche energetiche nel tempo;
- specifiche tecniche per valutarne l'efficacia;
- forme incentivanti per favorire il raggiungimento degli obiettivi.

5.5 VALUTAZIONI SETTORIALI IN ATTUAZIONE DELLE POLITICHE DI CONTENIMENTO DEI GAS SERRA

5.5.1 La situazione al 2002 delle emissioni regionali di CO₂

Sulla base delle quantità di prodotti trasformati e consumati, ricavate dai bilanci energetici regionali e riferite all'anno 2003, sono state stimate le emissioni di CO₂ per settore.

A livello nazionale, da un valore di circa 401 milioni di tonnellate di CO₂ emesse nel 1990, si è passati a 446,2 milioni nel 2003 (tabella 5.5.1), con un incremento dell'11%. Nel 1990 le emissioni di CO₂ provenivano per il 64% da prodotti petroliferi. Nel corso degli ultimi anni è aumentata la quota relativa al gas metano, mentre si è ridotta in modo significativo la quota dei consumi petroliferi e soprattutto dei combustibili solidi, con le relative emissioni.

Le emissioni di CO₂ sono diverse a livello regionale, dipendendo dagli impieghi delle fonti energetiche (produzione, trasformazione, usi finali). Le scelte di intervento per la loro riduzione saranno pertanto adeguate alle quantità di emissioni e alle caratteristiche di ciascuna Regione.

Rispetto all'anno precedente si è avuto un forte incremento, pari al 4,7%, dovuto soprattutto alla forte crescita del settore Civile e Industria, le cui emissioni sono cresciute rispettivamente dell'8,3% e del 10%, mentre nel settore elettrico si è avuto un incremento del 3% e nei Trasporti dell'1,6%.

Nel settore Termoelettrico sette Regioni (Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Lazio, Puglia, Calabria e Sardegna) hanno fatto registrare quote di emissione di CO₂ da quasi il 40% in su, fino al massimo del 48,9% della Puglia. In altre Regioni si sono registrati valori dall'8,2% delle Marche al 33,8% della Sicilia. Situazioni particolari si hanno in Trentino Alto Adige e Valle d'Aosta, dove il Termoelettrico registra rispettivamente solo il 3,2% e lo 0,1%, in quanto l'energia elettrica è prodotta quasi esclusivamente da fonte idrica, con bilanci regionali in surplus. Forti spostamenti nel settore dal 2002 si sono avuti in Emilia Romagna (+65%), in Umbria (+32%), in Calabria (+33,7%), in Sardegna (+17,5), in Veneto (-14,0%) e in Molise (-13,1%).

Dal settore Trasporti sono derivate emissioni per oltre il 40% in 5 Regioni: Val d'Aosta, Trentino A. Adige, Marche, Abruzzo e Campania. Rispetto al 2002 le emissioni sono aumentate in molte Regioni e diminuite in altre (Piemonte, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Toscana, Marche, Molise, Puglia e Basilicata).

Le emissioni di CO₂ prodotte dal settore dell'industria, nel 2003, hanno avuto un'incidenza del 19,3% in Italia, il 10% in più rispetto al 2002. La quota maggiore ha riguardato l'Umbria (29,8%), mentre le quote minori sono state registrate nel Lazio (4,7%) dove, comunque, rispetto all'anno precedente le emissioni sono aumentate del 6,3%. Forti aumenti rispetto al 2002 si sono avuti in quasi tutte le Regioni ad esclusione di Toscana, Emilia Romagna e Campania.

Rispetto al 2002 il settore Civile ha fatto registrare incrementi di emissioni (dovuti ad incrementi di consumi energetici) in quasi tutte le Regioni, soprattutto al Nord, e decrementi modesti in sole tre Regioni. Il valore di emissione di CO₂ è piuttosto consistente per la Regione Lombardia, sia in termini assoluti che percentuali. Tuttavia la percentuale di gran lunga maggiore si è verificata in Valle d'Aosta, per ovvi motivi climatici e per una più scarsa presenza di industrie ad alto consumo energetico. Sono notevoli anche le quote di altre Regioni settentrionali come Piemonte, Trentino Alto Adige ed Emilia Romagna. Considerabile è la quantità di CO₂ del settore Civile della Regione Veneto, anche se la quota coincide pressoché con la media nazionale. Il settore Civile comprende il Terziario che assorbe circa il 29% dell'insieme dei consumi energetici, e il Residenziale, con la restante parte (71%). Vi sono delle diversità da Regione a Regione, dalla Lombardia, in cui il Residenziale assorbe i 4/5 del consumo Civile, al Lazio, dove il residenziale consuma solo il 60% del totale Civile.

Dal settore dell'Agricoltura, silvicoltura e pesca nel 2003 è derivato l'1,9% delle emissioni totali di CO₂ a livello nazionale, 1,4% in più rispetto al 2002; le emissioni che sono state prodotte da attività legate a questo settore sono pari al 4,7% per il Friuli V. Giulia e al 4,8% per la Basilicata. Relativamente all'anno precedente non si sono avute forti variazioni, salvo il caso di Marche e

Toscana dove le emissioni sono diminuite rispettivamente dell'8% e del 6,2%, mentre l'aumento più consistente si è registrato in Molise (10%).

Si rileva che le emissioni di CO₂ associate ai settori di consumo sono quelle relative ai soli consumi di combustibili, non essendo state messe in conto le emissioni associate ai consumi elettrici in quanto considerate settorialmente nella produzione termoelettrica. Valutazioni più qualitative per le emissioni di CO₂ possono essere fatte con l'ausilio degli indicatori.

La tabella 5.5.2 riporta i valori dell'anno 2003 e le variazioni annue rispetto al 2002, relativamente ad alcuni indicatori di base per la CO₂. Le quantità di CO₂ sono rapportate al PIL di ciascuna Regione, ai consumi lordi di energia e agli abitanti. Rispetto al PIL si hanno valori molto diversificati tra le Regioni, da 239 tCO₂/M€ della Campania a 1045,4 tCO₂/M€ della Puglia. Tali Regioni presentavano anche nell'anno 2001 i due estremi nazionali precisamente con 239 tCO₂/M€ per la Campania e 1086,8 tCO₂/M€ per la Puglia. Nel 2002, la quantità di CO₂ emessa per unità di PIL prodotto in Italia è ammontata a 433 tCO₂/M€, pari all'1% in più rispetto all'anno precedente.

Le emissioni di CO₂ per abitante, in Italia, sono state pari a 7,8 tCO₂/ab. nel 2002; la Liguria (13,5 tCO₂/ab.) ha registrato il valore più elevato, seguita dalla Puglia (12,7 tCO₂/ab.); in Campania le emissioni pro capite sono state, invece, le più basse d'Italia (2,8 tCO₂/ab.).

Rispetto ai consumi interni lordi di energia, le emissioni di CO₂ superano il valore medio nazionale (di 2,6 tCO₂ /tepCIL) in otto Regioni, tra cui spicca la Sardegna, con 4,8 tCO₂/ tepCIL, dove per produrre una unità di prodotto in più è stata emessa il 10% in più di CO₂ rispetto al 2001.

Si tenga conto che in queste Regioni incide la forte componente di produzione termoelettrica, gran parte della quale è destinata all'esportazione. Nell'ipotesi di un riequilibrio territoriale a medio termine della produzione termoelettrica, anche le emissioni potrebbero essere programmate e controllate.

Tabella 5.5.1 – Emissioni regionali di CO₂ per settori. Anno 2003

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
Italia	135.202	30,3	124.515,1	27,9	78.379,3	17,6	86.001,1	19,3	14.539,0	3,3	8.392,1	1,9	446.245,6	100,0

Fonte: elaborazione ENEA

Tabella 5.5.2 - Indicatori regionali di consumo energetico e di emissioni di CO₂. Anni 2002-2003

REGIONI	kt CO ₂		PIL M€		Abitanti		Consumo interno lordo*(ktep)		tCO ₂ /M€		tCO ₂ /abitante		tCO ₂ /tepCIL	
	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003
Piemonte	29980	32395	87683,1	87227,4	4231334	4270215	15.424	16.321	341,9	371,4	6,9	7,6	1,9	2,0
Val d'Aosta	1227	1241	2858,7	2902,9	120909	122040	659	680	429,3	427,7	9,5	10,2	1,9	1,8
Lombardia	66406	69155	210528,4	209296,1	9108645	9246796	33.864	35.274	315,4	330,4	7,5	7,5	2,0	2,0
Trentino	5364	5504	22137,9	22321,9	950495	962464	3.217	3.306	242,3	246,6	5,6	5,7	1,7	1,7
Veneto	44027	42736	94067,3	94429	4577408	4642899	16.168	16.488	468,0	452,6	9,7	9,2	2,7	2,6
Friuli V.G.	12332	13589	24485,9	24784	1191588	1198187	4.900	5.045	503,6	548,3	10,9	11,3	2,5	2,7
Liguria	19112	19233	31267,8	31656,6	1572197	1577474	4.485	4.663	611,2	607,6	13,5	12,2	4,3	4,1
E. Romagna	34783	39262	91350,1	91340,9	4030220	4080479	16.444	16.657	380,8	429,8	9,1	9,6	2,1	2,4
Toscana	29827	30197	69976,7	69997,3	3516296	3566071	11.815	12.040	426,2	431,4	8,4	8,5	2,5	2,5
Umbria	6594	7268	14540,2	14568,6	834210	848022	3.154	3.109	453,5	498,9	8	8,6	2,1	2,3
Marche	8166	8479	26712,1	26928,3	1484601	1504827	4.048	4.379	305,7	314,9	5,8	5,6	2,0	1,9
Lazio	40774	41936	104025,8	104970	5145805	5205139	13.184	13.985	392,0	399,5	7,8	8,1	3,1	3,0
Abruzzo	6720	7613	19930,5	19913,7	1273284	1285896	3.401	3.754	337,2	382,3	4,9	5,9	2,0	2,0
Molise	1809	1703	4693,1	4659,5	321047	321697	803	826	385,5	365,5	5,5	5,3	2,3	2,1
Campania	16319	16313	68024,5	68524	5725098	5760353	9.084	9.146	239,9	238,1	2,8	2,8	1,8	1,8
Puglia	44497	47591	49037,4	48629,6	4023957	4040990	10.833	12.559	907,4	978,6	12,7	11,8	4,1	3,8
Basilicata	2670	2604	7801,8	7683,2	596621	597000	1.363	1.386	342,2	339,0	4,3	4,4	2,0	1,9
Calabria	7414	8547	23147,6	23478,8	2007392	2011338	2.844	2.964	320,3	364,0	3,8	4,2	2,6	2,9
Sicilia	35043	36043	61395,8	62771,8	4972124	5003262	13.636	13.478	570,8	574,2	7,8	7,2	2,6	2,7
Sardegna	12900	14837	22610	22779,7	1637639	1643096	4.944	5.990	570,5	651,3	12,9	9,0	2,6	2,5
Italia	425962	446246	1.036.274,70	1.038.863,20	57.320.870	57.888.245	174.271	182.049	411,1	429,6	7,8	7,7	2,4	2,5

*CIL, al netto di bunkeraggi ed usi non energetici

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origini diverse

5.5.2 Il settore della produzione elettrica

5.5.2.1 Attuazione della delibera CIPE 123/2002 e aggiornamento del Piano di azione Nazionale per la Riduzione delle emissioni di gas serra (PNR)

L'aggiornamento del PNR ha evidenziato che nel settore elettrico il forte aumento della domanda manifestatosi negli ultimi anni rende necessario adottare ipotesi di tassi di crescita dei consumi più sostenute, prossimi al 3% contro il 2% ipotizzato nel Piano approvato dalla delibera CIPE 123/2002.

A tale aumento della domanda dovrà corrispondere necessariamente un aumento della produzione di energia elettrica.

L'attuale impostazione del PNR si basa decisamente su un forte ricorso ai meccanismi di Kyoto da attivare nei Paesi in via di sviluppo puntando per questa strada anche ad una occasione di rilancio dell'industria italiana: il Governo italiano ha stabilito di ricorrere ai meccanismi di Kyoto, cioè i programmi internazionali *Joint Implementation (JI)* e *Clean Development Mechanism (CDM)*, per almeno il 50% del suo sforzo di riduzione (stimabile pari a 132,7 Mt CO₂).

D'altro lato in questo modo potrebbero non essere affrontati adeguatamente alla radice le cause interne dell'alto livello di emissioni di CO₂, in particolare nel settore dei trasporti ma anche in quello della produzione elettrica, dove non si va molto oltre la previsione di cicli combinati a gas in sostituzione dei vecchi gruppi ad olio combustibile, un moderato sviluppo delle fonti rinnovabili ed una riproposizione del carbone non ben definita in termini di innovazione tecnologica ai fini di una avanzata efficienza e di una adeguata accettabilità ambientale.

Il confronto operato tra gli obiettivi previsti nella delibera 123/02 e nella sua recente revisione operata con il nuovo PNR evidenzia che nel settore termoelettrico, a differenza degli altri settori, risulta una previsione al 2010 di emissioni di CO₂ nello scenario di riferimento maggiore di quella relativa allo scenario tendenziale (tabelle 5.5.3 e 5.5.4).

Tabella 5.5.3 - Emissioni di CO₂ dagli usi energetici

MtCO ₂	1990	2010 Kyoto *	2010 tendenziale	2010 riferimento	Ulteriore divario
CIPE 123	416	389	476,5	437	48
Revisione 2004	409	382	515	473	91

Tabella 5.5.4 - Emissioni di CO₂ dal settore termoelettrico

MtCO ₂	1990	2010 Kyoto*	2010 tendenziale	2010 riferimento	Ulteriore divario
CIPE 123	125	117	150	124	7
Revisione 2004	118	110	160	162	52

* valori calcolati applicando al particolare settore e per le sole emissioni di CO₂ l'obiettivo del raggiungimento al 2010 di un livello pari al 93,5% dei corrispondenti livelli verificatesi nel 1990

5.5.2.2 Caratterizzazione dei sistemi elettrici regionali

Nella tabella 5.5.5 sono riportati i dati più significativi della domanda e dell'offerta di energia elettrica verificatasi nelle Regioni italiane nell'anno 2002.

La richiesta di potenza alla punta è calcolata per tutte le Regioni sulla base di 6000 ore di utilizzazione della potenza alla punta, risultanti dalla richiesta di 54.226 MW verificatasi nel 2004.

Dalla tabella si può rilevare come complessivamente il livello di effettiva disponibilità del parco elettrico nazionale sia tale che, considerando l'apporto dell'importazione pari a circa 6.500 MW, solo il 60% della potenza efficiente netta è risultato disponibile alla richiesta di punta.

Nella tabella 5.5.6 sono evidenziati alcuni indicatori significativi relativi alla potenza efficace, l'energia netta prodotta, il grado di efficienza degli impianti e le emissioni di CO₂ per unità di energia prodotta nelle varie Regioni nel 2002.

A livello nazionale si rileva che, dal 1990 al 2003:

- la potenza efficiente lorda è passata da 39.116 a 59.972 MW, con un incremento del 53,3%;
- le ore equivalenti/anno di funzionamento nel termoelettrico a potenza efficiente sono aumentate, passando da 3.994 a 4.100, con un incremento rispetto al 2003;
- l'emissione specifica media è 636 gCO₂/kWh.

Tabella 5.5.5 - Situazione dei fabbisogni regionali alla punta. Anno 2004 (MW)

	richiesta potenza alla punta *	produzione netta al consumo (GWh)	potenza da produzione	potenza da import distribuito	potenza da import interconnesso	Potenza da produz + import distribuita	Potenza da produzione + importazione interconnessa	fabb/ surplus con import distribuito	fabb/ surplus con import interconnesso
Piemonte	4672	15704	2679	560	2697	3239	5376	-1433	704
Valle D'Aosta	189	2813	480	23	318	503	798	314	610
Lombardia	11099	47552	8113	1330	2287	9444	10401	-1656	-699
Trento e Bolzano	1076	9029	1541	129		1670	1541	593	464
Veneto	5197	25189	4298	623	236	4921	4534	-276	-663
Friuli V.G.	1698	7671	1309	204	898	1512	2206	-185	509
Liguria	1184	12689	2165	142	64	2307	2229	1123	1044
Emilia Romagna	4627	25263	4310	555		4865	4310	238	-316
Toscana	3620	18382	3136	434		3570	3136	-50	-484
Umbria	996	6032	1029	119		1149	1029	153	33
Marche	1347	4142	707	161		868	707	-479	-641
Lazio	3938	21916	3739	472		4211	3739	274	-198
Abruzzo	1182	4728	807	142		948	807	-233	-375
Molise	268	1353	231	32		263	231	-5	-37
Campania	2968	3328	568	356		924	568	-2044	-2400
Puglia	3048	28793	4913	365		5278	4913	2230	1865
Basilicata	514	1586	271	62		332	271	-182	-244
Calabria	1026	6734	1149	123		1272	1149	246	123
Sicilia	3497	23662	4037	419		4456	4037	959	540
Sardegna	2080	13155	2245	249		2494	2245	414	164
ITALIA	54226	279722	47726	6500	6500	54226	54226	0	0

N.B. I dati della Toscana e del Lazio sono al netto della geotermia
Fonte elaborazione ENEA su dati GRN

Tabella 5.5.6 - Struttura e indicatori della produzione elettrica nelle Regioni. Anno 2004

	Peff lorda tot.	Peff lorda CTE	Prod. lorda totale*	Prod termoel	Prod. lorda FER	Prod. netta al consumo	Richiesta di EE	Emiss CO ₂ da termoelettr.	Funzion a pot.eff.	Prod. FER consumo EE	Emiss. CO ₂ termoelettrico	Emiss. CO ₂ prod. tot.	CO ₂ evitata da prod. FER
	MW	MW	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	Kton	ore	%	gr/KWh	gr/KWh	Kton
Piemonte	5641	3246	17246	9667	5754	14325	27829	4087	3541	20,7	423	237	3264
Valle d'Aosta	847	1	2861	0	2861	2812	1106	1	0	258,6	0	0	1623
Lombardia	14322	8544	39861	27029	10198	34487	66148	13902	3472	15,4	514	349	5785
Trentino	3137	104	8114	469	7488	7777	6304	176	5993	118,8	376	22	4248
Veneto	6666	5587	27756	24453	3272	26364	30890	15832	4383	10,6	647	570	1856
Friuli V.G.	1897	1434	8825	7578	1236	8326	9969	5276	5292	12,4	696	598	701
Liguria	3706	3634	13791	13566	225	12902	6989	10229	3733	3,2	754	742	127
E. Romagna	5251	4631	24300	22411	1441	22924	27250	8802	4937	5,3	393	362	817
Toscana	4261	3959	19720	13462	6221	18753	21440	9115	3410	29,0	677	462	3529
Umbria	1459	950	4473	3294	1173	4261	5922	1904	3473	19,8	578	426	665
Marche	834	617	3255	2755	499	3222	7741	699	4467	6,4	254	215	283
Lazio	8404	8003	30728	29538	1190	29363	23079	16488	3691	5,2	558	537	675
Abruzzo	1595	487	4985	2967	1790	4537	6916	1203	6566	25,9	406	241	1015
Molise	635	521	1301	964	335	1248	1555	398	1854	21,6	413	306	190
Campania	3127	1526	5290	3024	1067	3319	17600	1538	2768	6,1	509	291	605
Puglia	5901	5679	30844	30237	608	28682	18137	23283	5324	3,4	770	755	345
Basilicata	473	269	1491	1080	411	1433	2975	467	4022	13,8	433	313	233
Calabria	2662	1941	9247	7706	1529	8755	5959	3738	3977	25,7	485	404	867
Sicilia	6167	5373	25703	24788	202	23441	20571	12188	4746	1,0	492	474	115
Sardegna	4055	3469	14073	13346	472	12760	12278	5877	3921	3,8	440	418	268
Italia	81039	59972	293865	238332	47971	269691	320659	135202	4100	15,0	567	460	27213

* La produzione lorda totale è comprensiva dell'energia destinata ai pompaggi

Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

5.5.2.3 Analisi delle prospettive del settore termoelettrico

Il settore Termoelettrico è stato oggetto del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito nella legge 55/02, recante “Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico italiano”, che si propone di evitare il rischio di interruzioni di energia elettrica e di garantire la necessaria copertura del fabbisogno. La costruzione e l’esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, gli interventi di modifica o di ripotenziamento e le infrastrutture sono dichiarati opere di pubblica utilità e soggetti ad una autorizzazione unica rilasciata dal MAP. Tale autorizzazione comprende l’autorizzazione ambientale integrata e sostituisce, ad ogni effetto, le singole autorizzazioni ambientali di competenza delle Amministrazioni interessate e degli Enti pubblici territoriali. L’esito positivo della VIA costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento autorizzativo. L’istruttoria si conclude una volta acquisita la VIA, in ogni caso entro il termine di 180 giorni dalla data di presentazione della richiesta, comprensiva del progetto preliminare e dello studio di impatto ambientale.

La Conferenza Unificata del 5 settembre 2002 ha poi approvato un accordo tra Governo, Regioni ed Enti Locali per l’esercizio dei compiti e delle funzioni di rispettiva competenza in materia di produzione elettrica.

Tra i criteri generali di valutazione dei progetti di costruzione e d’esercizio di centrali termoelettriche sono da sottolineare:

- la compatibilità con gli strumenti di pianificazione esistenti in ambito regionale e locale;
- il grado di innovazione tecnologica e l’utilizzo delle migliori tecnologie ai fini energetici ed ambientali;
- l’utilizzo di energia termica in cogenerazione e la diffusione del teleriscaldamento;
- il riutilizzo prioritario di siti industriali già esistenti anche nell’ambito di piani di riconversione;
- l’esistenza di centrali termoelettriche suscettibili di risanamento, ammodernamento e innovazione tecnologica.

Nel caso uno stesso territorio sia interessato da più progetti, le Regioni possono promuovere la valutazione comparativa degli stessi sulla base dei criteri su esposti.

Le richieste vengono esaminate singolarmente secondo l’ordine di priorità temporale di presentazione delle domande, specificando l’eventuale carattere di priorità attribuito sulla base dei criteri prima citati.

Previsione della domanda al 2012

Per la previsione della richiesta di energia elettrica al 2012 si ipotizza nel periodo di riferimento 2003-2012 un tasso di crescita medio annuo pari a quello verificatosi negli ultimi sei anni consuntivati dal 1996 al 2003.

Questo modello revisionale, che dà luogo ad un tasso medio annuo a livello nazionale pari al 3,03%, è però applicato come risultante di dinamiche regionali differenziate così come esse si sono effettivamente verificate nel periodo 1996-2003.

L’assunzione di tali ipotesi, peraltro molto semplificate, è stata operata sia per adottare un tasso di crescita sostanzialmente in linea con la previsione del GRTN che per introdurre d’altra parte nelle valutazioni le specifiche dinamiche regionali verificatesi negli ultimi anni.

La tabella 5.5.7 riporta i bilanci al 2012 in termini di previsioni di richiesta di potenza alla punta nelle due ipotesi di importazione distribuita su tutte le Regioni oppure solo sulle Regioni interconnesse e considerando invariata la struttura della produzione elettrica.

In questa tabella la richiesta di potenza alla punta al 2012 è valutata, coerentemente con le indicazioni del GRTN, sulla base di 5.717 ore di utilizzazione per tener conto, con una sovrastima conservativa, della richiesta alla punta in condizioni di inverno rigido ed estate torrida.

Copertura dei fabbisogni con le nuove centrali previste al 2012

Nella tabella 5.5.7 vengono riportate due colonne relative alla potenza che al 2012 verrebbe richiesta ai sistemi produttivi regionali per far fronte alle punte nei due casi di importazione considerata distribuita tra tutte le Regioni (proporzionalmente alla richiesta d'energia) e di importazione ripartita nelle sole Regioni interconnesse.

Da questi valori di fabbisogno per ogni Regione vengono poi sottratte le potenze elettriche corrispondenti a:

- le centrali che, in arresto di lunga durata nel 2003, saranno di nuovo in esercizio nel 2012;
- le centrali autorizzate e già cantierate;
- i progetti di centrale già autorizzate dal MAP.

I valori di fabbisogno regionale risultanti da questa operazione danno luogo ad un surplus complessivo nazionale di oltre 6.700 MW (quindi superiore alla attuale quota di importazione).

Il surplus nazionale rispetto alle previsioni della richiesta di potenza al 2012 sale ad oltre 11.200 MW, se si considera l'apporto degli ulteriori impianti per i cui progetti alla data del 1° settembre 2004 risultano già emessi dal MATT i decreti di valutazione di impatto ambientale (tabella 5.5.8).

Potendo indirizzare l'offerta di nuovi impianti, il criterio del riequilibrio dei deficit regionali presenta elementi di razionalità, fra cui il vantaggio di permettere una diminuzione delle perdite di linea.

Per il consolidamento e l'ulteriore miglioramento nel livello di emissioni di CO₂ nel settore della produzione elettrica, occorrerà realizzare un sensibile incremento nella produzione da fonte rinnovabile, auspicato in sede comunitaria, e promuovere, con l'impiego di nuove forme incentivanti le soluzioni produttive che prevedono la cogenerazione di energia termica. Di notevole interesse a questo riguardo è la direttiva 2004/8/CE dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, e la bozza di decreto per promuovere la realizzazione di progetti pilota a rapida cantierabilità nel settore della piccola cogenerazione diffusa che il Ministero dell'Ambiente ha predisposto con una assegnazione finanziaria di 37.500.000 euro, nell'ambito delle misure per la riduzione delle emissioni di gas serra previste nella legge 120/02).

La compatibilità di centrali a carbone nel quadro di programmi di limitazione dei gas serra è condizionata dall'adozione di cicli produttivi ad alto rendimento (50% ed oltre) che ne possano determinare "l'equipollenza ambientale" nei confronti delle esistenti centrali ad olio combustibile.

Tabella 5.5.7 - Previsioni nei fabbisogni di potenza al 2012 (MW) *

Regioni	Richiesta potenza alla punta**	Potenza da import distribuito	Richiesta alla produz. import. distribuito	Potenza da import interconnesso	Richiesta alla produz. import interconnesso	Potenza da produzione 2003	Deficit potenza con import distrib.	Deficit potenza con import interconnesso
Piemonte	5666	515	5151	2567	3099	2493	-2657	-605
Valle D'Aosta	235	21	213	421	-187	490	276	676
Lombardia	15032	1366	13665	2477	12554	6003	-7663	-6552
Trento e Bolzano	1494	136	1358		1494	1354	-4	-140
Veneto	6982	635	6348	230	6752	4589	-1759	-2163
Friuli V.G.	2238	203	2035	664	1574	1449	-585	-125
Liguria	1362	124	1238	140	1221	2246	1008	1025
Emilia Romagna	6568	597	5971		6568	3990	-1981	-2578
Toscana	4763	433	4330		4763	3264	-1066	-1499
Umbria	1222	111	1111		1222	742	-370	-481
Marche	1959	178	1781		1959	561	-1220	-1398
Lazio	5094	463	4631		5094	5111	480	17
Abruzzo	1608	146	1462		1608	790	-672	-818
Molise	395	36	359		395	217	-142	-178
Campania	3727	339	3388		3727	578	-2810	-3149
Puglia	4047	368	3680		4047	4992	1313	945
Basilicata	693	63	630		693	249	-381	-444
Calabria	1178	107	1071		1178	1524	453	346
Sicilia	4545	413	4132		4545	4080	-52	-465
Sardegna	2699	245	2454		2699	2221	-233	-478
ITALIA	71508	6500	65008	6500	65008	46943	-18065	-18065

* senza nuovi impianti

** la potenza alla punta è calcolata su 5717 ore

Fonte: elaborazione ENEA su dati GRN

Tabella 5.5.8 - Copertura dei fabbisogni di potenza al 2012 con le previsioni per le nuove centrali (MW)

	Potenza da produzione 2003	Potenza richiesta con import distrib.	Potenza richiesta con import intercon.	Centrali in rientro per arresti lunga durata	Autorizzate con cantiere aperto	Centrali autorizzate MAP	Surplus 2012 imp. distrib.	surplus 2012 imp. interc.	Ulteriori centrali con decreto VIA *	Surplus finale imp. distr.	Surplus finale imp. interc.
Piemonte	2.493	5.126	3.136		1.690	1.430	487	2.478	120	607	2.598
Valle D'Aosta	490	217	-253				273	742		273	742
Lombardia	6.003	13.354	12.141	1.200	2.470	390	-3.292	-2.078	40	-3.252	-2.038
Trento e Bolzano	1.354	1.321	1.454				33	-100		33	-100
Veneto	4.589	6.565	7.007				-1.976	-2.418		-1.976	-2.418
Friuli V.G.	1.449	2.171	1.808		800		78	441		78	441
Liguria	2.246	1.243	1.226	600		150	1.753	1.770		1.753	1.770
Emilia Romagna	3.990	5.741	6.320		2.375	940	1.564	985		1.564	985
Toscana	3.264	4.387	4.829	300		790	-33	-475		-33	-475
Umbria	742	1.243	1.369		380		-122	-247		-122	-247
Marche	561	1.761	1.938				-1.200	-1.377		-1.200	-1.377
Lazio	5.111	4.406	4.850	380	200		1.285	841	750	2.035	1.591
Abruzzo	790	1.491	1.642			830	128	-22		128	-22
Molise	217	369	406		750		599	561		599	561
Campania	578	3.216	3.540			2.760	122	-203		122	-203
Puglia	4.992	3.569	3.928	900	360	2.310	4.994	4.634		4.994	4.634
Basilicata	249	630	694				-381	-444		-381	-444
Calabria	1.524	1.005	1.106	400	800	3.200	4.919	4.818	800	5.719	5.618
Sicilia	4.080	4.275	4.706	600			405	-26		405	-26
Sardegna	2.221	2.423	2.667		150		-52	-296		-52	-296
ITALIA	46.943	64.513	64.513	4.380	9.975	12.800	9.585	9.585	1.710	11.295	11.295

* si tratta dei progetti di centrale per i quali alla data del 22 marzo risultano emessi dal MATT i decreti VIA ma non ancora i decreti di autorizzazione dal MAP

Fonte: elaborazione ENEA su dati GRN

5.5.3 La promozione dell'efficienza energetica

Nella Gazzetta Ufficiale del 1 settembre 2004 sono stati pubblicati i nuovi decreti per la promozione dell'efficienza energetica finalizzati alla emanazione dei "Titoli di Efficienza" che abrogano i precedenti del 24 aprile 2001.

DECRETO 20 luglio 2004

Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del DLgs 16 marzo 1999, n. 79.

DECRETO 20 luglio 2004

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.

Relativamente ai programmi per gli usi efficienti, i nuovi decreti sull'efficienza energetica costituiscono un impegno importante per le Regioni.

Il decreto per i distributori di gas metano (ex art. 16 decreto legislativo 164/2000) stabilisce gli obiettivi nazionali di risparmio energetico (RE) e sviluppo delle fonti rinnovabili (FER) che devono essere conseguiti, in prima applicazione, dalle imprese di distribuzione di gas naturale che forniscono non meno di 100.000 clienti finali.

Gli obiettivi di risparmio fissati sono ottenuti attraverso misure e interventi che comportano una riduzione dei consumi di energia primaria secondo le seguenti quantità e scadenze:

- a) 0,10 Mtep/anno, da conseguire nell'anno 2005;
- b) 0,20 Mtep/anno, da conseguire nell'anno 2006;
- c) 0,40 Mtep/anno, da conseguire nell'anno 2007;
- d) 0,70 Mtep/anno, da conseguire nell'anno 2008;
- e) 1,30 Mtep/anno, da conseguire nell'anno 2009.

Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le Regioni e le Province Autonome, nel quadro degli obiettivi e delle modalità di conseguimento previsti dal presente decreto, sentiti gli organismi di raccordo Regioni-Autonomie Locali e tenuto conto delle connesse risorse economiche aggiuntive, determinano con provvedimenti di programmazione regionale i rispettivi obiettivi di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili e le relative modalità di raggiungimento, nel cui rispetto operano le imprese di distribuzione.

In sede di Conferenza Unificata è verificata annualmente la coerenza degli obiettivi regionali con quelli nazionali e sono individuate le azioni correttive eventualmente necessarie. Resta ferma la facoltà delle Regioni e delle Province Autonome di individuare propri obiettivi di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, aggiuntivi rispetto a quelli nazionali, e di stabilire le modalità per il relativo conseguimento.

Tenuto conto degli indirizzi di programmazione energetico-ambientale regionale e locale, le imprese di distribuzione soggette agli obblighi di cui al presente decreto formulano il piano annuale delle iniziative volte a conseguire il raggiungimento degli obiettivi specifici ad essi assegnati e lo trasmettono alle Regioni o Province Autonome interessate.

Sentite le Regioni e le Province Autonome l'Autorità per l'energia e il gas predispone e pubblica linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti e le modalità di rilascio dei titoli di efficienza energetica.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas delibera gli atti di indirizzo ai quali devono conformarsi le attività di valutazione e certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguita dai progetti sulla base delle tipologie di intervento ammesse, ivi inclusi i necessari controlli a campione, e può individuare uno o più soggetti ai quale affidare lo

svolgimento di tali attività. L'Autorità coordina la propria attività con le eventuali iniziative che le Regioni e le Province Autonome intendano assumere in materia di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili. In particolare, successivamente al 2005, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas stabilisce la data dalla quale, su richiesta delle Regioni e delle Province Autonome, le attività di valutazione e certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguita dai progetti in ciascun contesto regionale, ivi inclusi i necessari controlli a campione, possono essere svolte, nel rispetto degli atti di indirizzo di cui al comma 1, direttamente dalle stesse Regioni e Province Autonome, anche attraverso soggetti da esse controllati.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas predispone e pubblica annualmente un rapporto sull'attività eseguita e sui progetti che sono realizzati nell'ambito del presente decreto, ivi inclusa la localizzazione territoriale.

Al fine di consentire allo Stato e alle Regioni e Province Autonome il monitoraggio delle azioni attuate, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio provvede all'inserimento dei dati del rapporto di cui al comma 3 nel "Sistema cartografico di riferimento" previsto dall'Accordo fra Stato e Regioni del 30 dicembre 1998 e successive modifiche.

Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, d'intesa con la Conferenza Unificata, è approvato un programma di misure e interventi su utenze energetiche la cui titolarità è di organismi pubblici, unitamente ai criteri per la relativa attuazione e alla distribuzione delle misure e degli interventi tra le Regioni e le Province Autonome. Il programma è finalizzato, tra l'altro, a individuare le modalità e le condizioni per l'effettuazione di diverse tipologie di intervento nei vari contesti regionali.

Il programma e i relativi criteri di attuazione sono trasmessi dal Ministero delle Attività Produttive alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, che provvede alla ripartizione tra le Regioni e le Province Autonome delle risorse per la relativa esecuzione; le risorse finanziarie sono destinate alla effettuazione di diagnosi energetiche e alla progettazione esecutiva delle misure e degli interventi definiti nel programma nonché all'esecuzione di campagne informative e di sensibilizzazione a supporto del risparmio energetico e dello sviluppo delle fonti rinnovabili.

Il decreto per i distributori di energia elettrica (ex art. 9 decreto legislativo 79/1999) riproduce la struttura ed i contenuti del precedente per il gas metano, a parte una diversa individuazione e valorizzazione delle tipologie di intervento previste nei programmi di efficienza energetica.

Non sono ammissibili i progetti volti a migliorare l'efficienza energetica degli impianti di produzione elettrica. Gli obiettivi da conseguire crescono progressivamente da 0,1 Mtep del 2005 a 1,6 Mtep nel 2006. Almeno il 50% degli obiettivi deve essere realizzato con interventi sul sistema elettrico.

Sono interessate da questi 2 decreti, con il limite di 100.000 utenze, oltre 20 società di distribuzione di gas metano e 9 società di distribuzione di energia elettrica.

I programmi che verranno avviati a fronte dei decreti sull'efficienza energetica per energia elettrica e gas sono una importante occasione di integrazione tra programmi nazionali e pianificazione regionale.

Risulta evidente l'importanza per entrambi i soggetti (Regioni e Aziende distributrici) di realizzare un'intesa, un accordo di programma per la convergenza delle rispettive azioni agli obiettivi comuni.

Nella tabella 5.5.9 è stata operata a titolo indicativo una ripartizione regionale degli obiettivi dei due decreti, quantificati in tep ed anche in emissioni di CO₂ evitate, ipotizzando una ripartizione degli obiettivi in proporzione ai quantitativi totali di energia elettrica e gas territorialmente distribuiti.

Tabella 5.5.9 - Stima degli effetti attesi a livello regionale dall'attuazione dei decreti sulla efficienza energetica

REGIONI	Consumi finali anno 2000 (ktep)			Obiettivi efficienza energetica			
	Totali *	Energia elettrica**	Gas metano **	Distributori energia elettrica (ktep)	Distributori gas (ktep)	Totale (ktep)	kt CO ₂ evitate
Piemonte	9.065	1.635	3.811	158	181	339	918
Valle d'Aosta	282	41	31	4	1	5	15
Lombardia	17.520	3.474	7.171	335	341	676	1832
Trentino Alto A.	1.525	311	409	30	19	49	134
Veneto	8.292	1.611	3.133	155	149	304	825
Friuli Venezia G.	2.599	443	719	43	34	77	209
Liguria	2.570	379	695	37	33	70	189
Emilia R.	8.733	1.466	3.698	141	176	317	859
Toscana	5.659	1.051	1.836	101	87	189	512
Umbria	1.481	217	318	21	15	36	98
Marche	1.700	431	691	42	33	74	202
Lazio	4.718	1.374	1.693	133	80	213	579
Abruzzo	1.563	368	506	35	24	60	162
Molise	371	96	107	9	5	14	39
Campania	3.489	1.065	888	103	42	145	395
Puglia	6.154	797	800	77	38	115	313
Basilicata	719	144	250	14	12	26	70
Calabria	870	334	190	32	9	41	113
Sicilia	4.373	969	429	93	20	114	312
Sardegna	2.168	383	0	37	0	37	102
Italia	83.851	16.589	27.375	1600	1300	2900	7878

* esclusi i consumi finali nel settore trasporti

** esclusi i consumi del settore trasporti e delle industrie "energy intensive"

Fonte: elaborazione ENEA

5.6 L'ENERGIA NEI FONDI STRUTTURALI

I Fondi Strutturali contribuiscono a realizzare l'obiettivo della coesione economica e sociale dell'Unione Europea. Le loro risorse sono utilizzate per ridurre il divario tra le Regioni dell'Unione e promuovere le pari opportunità professionali dei diversi gruppi sociali. L'azione dei Fondi Strutturali si concentra principalmente su una serie di obiettivi prioritari.

Il documento generale che definisce le linee strategiche per la programmazione dei Fondi Strutturali è il Quadro Comunitario di Sostegno (QCS), che contiene un'analisi della situazione di partenza, la strategia di interventi per l'azione congiunta dell'Unione Europea e dello Stato, gli assi prioritari di intervento, i loro obiettivi specifici, la valutazione dell'impatto atteso, la dotazione finanziaria, l'identificazione dei Programmi Operativi e le condizioni di realizzazione.

I Fondi Strutturali sono quattro: FESR (Fondo Europeo di Sviluppo Regionale), FSE (Fondo Sociale Europeo), FEOAG (Fondo Europeo Agricolo di Orientamento e Garanzia) e SFOP (Strumento Finanziario di Orientamento della Pesca).

5.6.1 Obiettivi

Per il periodo di programmazione 2000-2006, la normativa dei Fondi Strutturali, approvata dal Consiglio il 21 giugno 1999, concentra le azioni strutturali su tre obiettivi prioritari.

L'Obiettivo 1 è teso a promuovere, rilanciare e adeguare lo sviluppo strutturale delle Regioni in ritardo, in cui il Prodotto Interno Lordo è inferiore al 75% della media dell'Unione Europea.

I due terzi delle azioni dei Fondi Strutturali sono utilizzate in applicazione dell'Obiettivo 1. Circa il 20% della popolazione totale dell'Unione Europea è interessata dalle misure adottate nel quadro di tale obiettivo (Fondi interessati: FESR, FSE, FEOAG e SFOP).

Le Regioni italiane coinvolte sono: Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna e in regime transitorio il Molise.

L'Obiettivo 2 è finalizzato a favorire la riconversione economica e sociale delle zone con difficoltà strutturali diverse da quelle ammissibili dall'Obiettivo 1. Esso riguarda le zone in fase di mutazione economica, le zone rurali in declino, le zone dipendenti dalla pesca che si trovano in una situazione di crisi e quartieri urbani in difficoltà. In tale obiettivo rientra circa il 18% della popolazione dell'Unione Europea (Fondi interessati: FESR e FSE). In Italia i Comuni interessati sono situati nelle Regioni del Centro-Nord.

L'Obiettivo 3 è finalizzato a favorire l'adeguamento e l'ammmodernamento delle politiche e dei sistemi nazionali di istruzione, formazione e occupazione. Esso si inquadra nella strategia europea per l'occupazione e funge da quadro di riferimento per tutte le azioni a favore delle risorse umane (Fondo interessato: FSE). L'Obiettivo 3 si applica all'intero territorio europeo ad eccezione delle zone comprese nell'Obiettivo 1.

5.6.2 Risorse finanziarie

Per quanto riguarda gli interventi dell'Obiettivo 1, le risorse comunitarie per il periodo di programmazione 2000-2006 ammontano a 21.935 milioni di euro, di cui 187 milioni di euro destinati al Programma Operativo Regionale della Regione Molise.

Il cofinanziamento pubblico nazionale è stabilito in via indicativa in 18.274 milioni di euro, di cui 14.285 milioni a valere sulle risorse dello Stato e 3.929 milioni a carico dei bilanci regionali, con una percentuale di partecipazione stimata in quote del 70% e del 30%, rispettivamente. Viene proposto di massimizzare il coinvolgimento del settore privato nel finanziamento e nella gestione degli interventi, in particolare nei progetti infrastrutturali. Allo scopo è prevista una partecipazione indicativa del capitale privato per 10.914 milioni di euro. Le risorse comunitarie, nazionali e private ammontano, pertanto, a 50.826 milioni di euro.

Per quanto riguarda gli interventi dell'Obiettivo 2, le risorse comunitarie per il periodo di programmazione 2000-2006 ammontano a 2.522 milioni di euro, di cui 377 milioni destinati al sostegno transitorio. Il cofinanziamento pubblico nazionale è stabilito in via indicativa in 2.522 milioni di euro, con una percentuale di partecipazione, stimata in quote del 70% e del 30%, rispettivamente dello Stato e delle Regioni.

Per l'Obiettivo 3 le risorse comunitarie ammontano a 3.887 milioni di euro, mentre quelle regionali e statali ammontano complessivamente a 4.750 milioni di euro.

5.6.3 Programmi operativi

Nell'individuazione dei programmi operativi attuativi della strategia di sviluppo e nella conseguente attribuzione di compiti e di funzioni tra i diversi livelli dell'amministrazione, alle Regioni è stato assegnato un ruolo centrale, anche con riferimento alle linee di intervento per la cui formulazione e attuazione vengono mantenuti rilevanti poteri alle Amministrazioni centrali.

La scelta di centralità del territorio e, conseguentemente, di modalità di intervento regionalizzate, da un lato è confortata dal complessivo disegno normativo in direzione del decentramento, dall'altro valorizza l'esercizio del ruolo di indirizzo e di coordinamento attribuito alle Amministrazioni centrali in tutte le fasi del ciclo di programmazione: programmazione, gestione e attuazione, monitoraggio e valutazione.

Gli interventi previsti per l'Obiettivo 1 sono contenuti nei 7 Programmi Operativi Regionali (POR) e nei relativi Complementi di Programmazione (contengono informazioni dettagliate utili ai fini dell'attuazione dei programmi operativi).

Per l'Obiettivo 1, oltre ai POR, le linee di intervento settoriali a valenza nazionale da attuare attraverso 7 Programmi Operativi Nazionali (PON) e relativi Complementi di Programmazione sono: "Sicurezza per lo sviluppo del Mezzogiorno"; "Ricerca Scientifica, Sviluppo Tecnologico, Alta formazione"; "Trasporti"; "La Scuola per lo Sviluppo"; "Pesca"; "Sviluppo imprenditoriale locale"; "Assistenza Tecnica e Azioni di sistema". Questi ultimi programmi, redatti dai Ministeri interessati, sono formulati ed attuati nel rispetto del principio di partenariato con le Regioni.

Per quanto riguarda l'Obiettivo 2 le Regioni interessate, che sono tutte quelle che non rientrano nell'Obiettivo 1, redigono un Documento Unico di Programmazione, detto DOCUP, con i relativi Complementi di Programmazione.

I documenti di programmazione dell'Obiettivo 3 sono, come per l'Obiettivo 1, i POR e i Complementi di Programmazione e sono redatti, come per l'Obiettivo 2, da tutte le Regioni che non rientrano nell'Obiettivo 1. Esistono inoltre interventi a valenza nazionale inseriti in un Programma Nazionale (PON) redatto dal Ministero del Lavoro e della Previdenza Sociale.

- a) I Fondi Strutturali, oltre alle azioni previste nell'ambito del raggiungimento dei tre Obiettivi prioritari, finanziano, tramite i Programmi di Iniziativa Comunitaria (PIC), i seguenti settori:
- b) cooperazione transfrontaliera, transnazionale interregionale volta a incentivare uno sviluppo armonioso, equilibrato e durevole dell'insieme dello spazio comunitario (INTERREG);
- c) rivitalizzazione economica e sociale delle città e delle zone adiacenti in crisi, per promuovere uno sviluppo urbano sostenibile (URBAN);
- d) sviluppo rurale (LEADER);
- e) cooperazione transnazionale per promuovere nuove forme di lotta alle discriminazioni e alle disuguaglianze di ogni tipo in relazione al mercato del lavoro (EQUAL).

5.6.4 Interventi in campo energetico previsti dal Programma Operativo Nazionale Assistenza Tecnica e Azioni di Sistema (PON ATAS)

La misura 1.2 del PON ATAS prevede azioni di assistenza tecnica e supporto operativo per l'organizzazione e la realizzazione delle attività di indirizzo, di coordinamento e orientamento delle Amministrazioni centrali non titolari di PON, ma con competenze "trasversali", di attuazione e/o di coordinamento/indirizzo.

La misura viene attuata sulla base di Progetti Operativi (PO) presentati all'Autorità di gestione del presente PON dalle Amministrazioni centrali trasversali. Tali Progetti Operativi, contengono e rendono coerenti tra loro strumenti e servizi funzionali alle finalità della misura (servizi di assistenza tecnica, attività consulenziali, risorse umane specializzate, strumenti metodologici, studi specifici, forniture informatiche ecc.).

Uno dei Progetti Operativi proposto dal MAP ha il seguente titolo: "Interventi di supporto per il potenziamento delle attività di coordinamento, indirizzo, assistenza tecnica alle Regioni nel settore dell'energia".

Tale Progetto Operativo prevede tre Azioni i cui soggetti attuatori sono l'ENEA per l'Azione 1, l'IPI (Istituto per la Promozione Industriale) per l'Azione 2 e il MAP per l'Azione 3.

Azione 1 - Sostegno alla progettazione e realizzazione dei Piani Energetici Regionali

Linea A: Assistenza tecnica e attività di indirizzo alle Regioni per la loro attività di programmazione territoriale nel settore dell'energia.

Linea B: Trasferimento alle Regioni di una metodologia per l'implementazione di un sistema informativo energetico-ambientale a scala locale attraverso la costituzione di un apposito tavolo concertativo.

Linea C: Attività di consulenza alle Regioni in merito all'attuazione di misure per la produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione dell'intensità energetica nei settori di uso finali dell'energia, nonché per la realizzazione di una banca dati, articolata per sportelli regionali, sulle tecniche e tecnologie più avanzate.

Azione 2 - Supporto per l'attuazione delle misure nel settore energia contenute nei POR

Linea D: Assicurare supporto alla pubblica amministrazione locale per l'utilizzo di tecniche di finanziamento per interventi energetici anche attraverso l'individuazione di misure compensative per Regioni e aree periferiche penalizzate nell'approvvigionamento energetico.

Linea E: Azioni di sistema volte ad assicurare la verifica, il monitoraggio, la coerenza degli interventi realizzati nel settore dell'energia.

Linea F: Assistenza tecnica ed attività di indirizzo alle Regioni per la realizzazione di interventi territoriali nel settore dell'energia attraverso azioni di affiancamento nella definizione di accordi e convenzioni con enti e soggetti produttori di energia.

Azione 3 - Istituzione della segreteria tecnica

In conformità a quanto previsto dalla delibera CIPE n. 156 del 21 dicembre 2000 su "Finalizzazione risorse assistenza tecnica" o dal paragrafo 6.4.3 del Quadro Comunitario di Sostegno (QCS) 2000-2006, è prevista l'istituzione presso il MAP-DGERM di una apposita segreteria tecnica con il fine di assicurare un'efficiente gestione degli interventi cofinanziati dai Fondi Strutturali dell'Obiettivo 1 e di incentivare la produttività del relativo personale.

La segreteria tecnica potrà avvalersi dell'assistenza tecnica da parte dei soggetti attuatori ENEA e IPI.

Nella tabella 5.6.1 si riassume il quadro finanziario della Misura 1.2 del PON-ATAS.

Tabella 5.6.1 - Piano finanziario della Misura 1.2 del PON-ATAS

REGIONE	COSTO TOTALE (milioni di euro)	RISORSE STATALI (milioni di euro)	RISORSE COMUNITARIE (milioni di euro)	SOGGETTI ATTUATORI (milioni di euro)	TASSO PARTECIPAZIONE FONDO STRUTTURALE
AZIONE 1	2,79	0,70	2,09	0,21	75%
AZIONE 2	2,79	0,70	2,09	0,21	75%
AZIONE 3	0,42	0,1	0,31	0,03	75%
TOTALE	6,00	1,50	4,50	0,45	75%

5.6.5 Interventi in campo energetico previsti dai POR dell'Obiettivo 1

Basilicata

La misura 1.6 del POR mira al potenziamento ed alla riqualificazione dell'offerta energetica regionale, al contenimento dei consumi regionali di energia ed al miglioramento dell'efficienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica a servizio degli insediamenti produttivi.

La misura si articola in tre azioni:

- Azione A (Efficienza energetica): promuove il miglioramento dell'efficienza energetica regionale mediante il sostegno ad interventi di risparmio energetico sul patrimonio edilizio pubblico, privato e produttivo, la realizzazione di impianti di produzione di energia a partire dalle fonti rinnovabili e la promozione del suo utilizzo nel campo pubblico, civile e produttivo;
- Azione B (Efficienza delle reti elettriche): intende elevare il grado di affidabilità delle reti di distribuzione dell'energia elettrica a servizio del sistema produttivo regionale mediante il finanziamento di interventi di stabilizzazione e di potenziamento delle reti esistenti;
- Azione C (Attività di supporto): promuove, attraverso lo svolgimento di mirate campagne informative e divulgative, la produzione di materiale illustrativo e multimediale e l'educazione sia delle utenze civili che di quelle produttive in materia di risparmio energetico e di impiego di fonti energetiche alternative e rinnovabili.

Destinatari finali sono: per l'Azione A gli Enti pubblici e privati, nonché il sistema produttivo; per l'Azione B il sistema produttivo regionale; per l'Azione C le utenze civili e produttive.

È prevista inoltre, nell'ambito della misura 1.3 del POR dal titolo: "Rifiuti ed Inquinamento", la realizzazione di impianti per il trattamento dei rifiuti al fine di ottenere combustibile destinato alla produzione di energia, anche attraverso il coinvolgimento di operatori e capitali privati di impianti.

Un bando relativo alla misura 1.6 del POR è stato pubblicato il 6/5/2002 sul BUR della Regione; esso disciplina le modalità e le procedure per la concessione ed erogazione di contributi in conto capitale per gli interventi di contenimento dei consumi energetici e per la produzione di energia da fonti rinnovabili nell'edilizia previsti dall'art. 8 della legge n. 10/91. Le risorse finanziarie assegnate pari a euro 5.000.000 sono, relativamente ai soggetti beneficiari pubblici e

privati, così ripartite: euro 3.000.000 per le istanze presentate dai soggetti pubblici; euro 2.000.000 per le istanze presentate dai soggetti privati.

Calabria

La misura 1.11 del POR promuove una serie di interventi volti a completare, qualificare e rendere più consono alle compatibilità ambientali il sistema di produzione, trasmissione e utilizzo dell'energia in Calabria. La misura si articola in tre Azioni:

- Azione 1.11.a (Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico): comprende una serie integrata di interventi per la riduzione delle emissioni di gas serra, che abbracciano la produzione da fonti rinnovabili, il risparmio energetico ed altri investimenti comunque finalizzati a questo obiettivo;
- Azione 1.11.b (Miglioramento della qualità del servizio elettrico): è finalizzata alla realizzazione di interventi per il miglioramento dell'affidabilità e della capacità dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica a sostegno del sistema produttivo nelle zone attualmente carenti e svantaggiate;
- Azione 1.11.c (Miglioramento e completamento della rete di adduzione del metano): sostiene il completamento della rete primaria di adduzione del gas metano nella Regione attraverso la realizzazione di alcune tratte di adduttori mancanti.

Destinatari finali sono: popolazione civile; sistema produttivo; Enti pubblici e privati; imprese o altri soggetti che svolgono o intendono svolgere attività di interesse energetico; piccole e medie imprese industriali, di servizi e artigiane; consorzi e società consortili; società consortili a capitale misto pubblico privato.

Nell'ambito della misura 1.7 (Sistema di gestione integrata dei rifiuti), il piano di gestione dei rifiuti prevede, a valle del processo di riutilizzo e riciclo, l'incenerimento con recupero energetico di una frazione dei rifiuti.

I bandi relativi all'azione 1.11a sono stati emessi a cura delle Province. Gli importi relativi al costo totale degli interventi sono: Cosenza 6,2 milioni di euro, Catanzaro 1,8 milioni di euro, Crotone 0,96 milioni di euro, Vibo Valentia 2,1 milioni di euro, Reggio Calabria 5,7 milioni di euro.

È stato avviato dalla Regione nel 2003 un programma d'interventi, denominato «Il Sole in cento scuole», il cui obiettivo principale è la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili e di risparmio energetico nelle scuole elementari e medie della Calabria.

Campania

La misura 1.12 del POR, dal titolo “Sostegno alla realizzazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, all'incremento dell'efficienza energetica ed al miglioramento dell'affidabilità della distribuzione di energia elettrica a servizio delle aree produttive”, si propone di accrescere la quota del fabbisogno energetico regionale soddisfatta da energia prodotta da fonti rinnovabili, incrementare l'efficienza energetica nei processi produttivi, di promuovere il risparmio energetico regionale e di migliorare l'affidabilità della distribuzione di energia elettrica a fini produttivi.

La misura si articola nelle seguenti azioni:

A) Regime di aiuto a sostegno della realizzazione e/o dell'ampliamento di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili come definite dalle direttive comunitarie vigenti. L'azione viene attuata mediante il finanziamento della legge 488/92, realizzando accordi con il MAP per il finanziamento delle imprese produttrici di energia da fonti rinnovabili sia utilizzando graduatorie separate e metodi estrapolativi dalla graduatoria generale, sia mediante il finanziamento di Contratti di programma ex legge 662/96.

B) Realizzazione di interventi per il miglioramento dell'affidabilità della distribuzione dell'energia elettrica a servizio delle aree produttive.

C) Regime di aiuto a sostegno del miglioramento dell'efficienza energetica delle PMI.

D) Contributi per il risparmio energetico. L'azione mira a incrementare il risparmio energetico nell'edilizia residenziale e a sostenere l'utilizzo delle fonti rinnovabili attraverso l'erogazione di contributi ai nuclei familiari residenti nei territori ricompresi nell'ambito dei Parchi della Regione.

Soggetti destinatari dell'intervento:

- per l'azione a) le imprese produttrici di energia da fonti rinnovabili;
- per l'azione b) le imprese del territorio della Regione Campania;
- per l'azione c) PMI;
- per l'azione d) i nuclei familiari residenti nei territori dei Parchi della Regione Campania.

La misura 1.7 (Sistema regionale di gestione e smaltimento dei rifiuti) promuove il completamento dell'attuazione del piano regionale rifiuti, che tra le altre cose prevede, per l'aspetto relativo allo smaltimento, la realizzazione di impianti di termovalorizzazione.

Un bando della Regione Campania, relativo alla misura 1.12 del POR Campania, è stato emesso con deliberazione dell'Assessorato alle Attività Produttive del 15/11/2001. Esso disciplina le procedure per la richiesta di concessione, da parte delle PMI campane, e per la erogazione del contributo pubblico in conto capitale, nella misura massima del 75% del costo dell'investimento ammesso (IVA esclusa) per la realizzazione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica, di potenza nominale non superiore a 20 kW, da installare in complessi edilizi destinati all'attività produttiva della sede della società, ovvero in strutture dell'unità locale o in siti di cui si ha la disponibilità. Il contributo pubblico complessivo è pari a circa 11,2 milioni di euro.

Molise

La misura 1.8 del POR, dal titolo "Metanizzazione e Energie rinnovabili", è finalizzata a contribuire all'attuazione del Piano Regionale di metanizzazione, in modo da collegare tutti i Comuni molisani al servizio di erogazione del gas e a sostenere la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Le azioni previste nell'ambito di questa misura riguardano:

Azione 1.8.1 Metanizzazione: l'azione è volta alla infrastrutturazione necessaria alla realizzazione del piano di metanizzazione dei Comuni molisani.

Azione 1.8.2 Energie rinnovabili: l'azione è volta alla realizzazione di interventi finalizzati alla produzione e diffusione delle energie rinnovabili, al miglioramento dell'efficienza ed al risparmio energetico. In particolare, l'azione intende incentivare prevalentemente la diffusione degli impianti a tecnologia fotovoltaica finalizzati alla produzione di energia elettrica, degli impianti per lo sfruttamento termico dell'energia solare, degli impianti per la valorizzazione della biomassa, e per lo sfruttamento dell'energia idroelettrica.

Soggetti destinatari dell'intervento: popolazione dei Comuni sprovvisti di rete di metanodotto o che richiedono il completamento di rete; soggetti pubblici e privati.

La misura 1.5 (Azioni per lo sviluppo del sistema integrato di gestione dei rifiuti) promuove innovazioni di processo nei sistemi di gestione dei rifiuti favorendo il recupero energetico, in particolar modo dei rifiuti biodegradabili.

Puglia

La misura 1.9 del POR, dal titolo "Incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili", persegue l'obiettivo della produzione di energia elettrica nell'ambito degli accordi nazionali e comunitari in materia di inquinamento atmosferico, nonché promuovere l'impiego di fonti di energia rinnovabile ed il miglioramento dell'efficienza gestionale.

In particolare, saranno incentivate le seguenti tipologie di intervento per nuovi impianti: produzione di energia da biomasse con potenza nominale complessiva installata nel singolo impianto superiore a 10 MWe; riduzione dell'inquinamento atmosferico mediante la produzione di energia con impianti eolici aventi una potenza nominale complessiva installata nel singolo campo

non superiore a 10 MWe; solare fotovoltaico con potenza nominale complessiva installata nel singolo impianto non inferiore a 5 kW e non superiore a 20 kW da collegarsi alla rete elettrica solo per impianti a realizzarsi su corpi di fabbrica; solare termico con superficie non inferiore a 20 m².

Le risorse destinate alla misura sono indicativamente ripartite in parti uguali tra le due tipologie di intervento.

Destinatari finali dell'intervento sono: PMI, Cooperative, Società consortili anche miste.

Nell'ambito della misura 1.8 (Miglioramento del sistema di gestione dei rifiuti) è prevista la progettazione e realizzazione di impianti per il trattamento dei rifiuti al fine di ottenere e utilizzare combustibile derivato da rifiuti (CDR) destinato alla produzione di energia.

Sardegna

La misura 1.6 del POR, dal titolo "Energia", ha l'obiettivo prioritario del raddoppio dell'incidenza delle fonti rinnovabili al 2010 (dal 2 al 4%) in linea con le linee strategiche nazionali conseguenti alla Conferenza di Kyoto del dicembre 1998.

La misura prevede le seguenti azioni:

Azione 1.6.a: ammodernamento degli impianti di produzione idroelettrica esistenti e realizzazione di nuovi impianti "mini" e "micro" in prossimità dei nuovi invasi connessi ai sistemi di irrigazione e agli acquedotti (inferiori a 10 megawatt);

Azione 1.6.b: aiuti agli investimenti nel settore delle energie rinnovabili. Interventi rivolti alle imprese nel settore delle energie rinnovabili in particolare per: realizzazione di impianti pilota sperimentali e innovativi con utilizzo di fonti rinnovabili di energia, con particolare riferimento al fotovoltaico, al solare termico ed alle biomasse; incentivazioni ad enti e imprese che sviluppano, anche in associazione tra di loro, programmi di risparmio energetico e di uso razionale dell'energia. Interventi di promozione e sensibilizzazione dei cittadini per il risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia in tutti gli usi finali civili.

Soggetti destinatari dell'intervento: privati cittadini e imprese.

Nell'ambito della misura 1.4 (Gestione integrata dei rifiuti, bonifica dei siti inquinati e tutela dall'inquinamento), il piano di gestione dei rifiuti prevede, a valle del processo di riutilizzo e riciclo, l'incenerimento con recupero energetico di una frazione dei rifiuti.

Sicilia

La misura 1.16 del POR, dal titolo "Reti Energetiche", prevede di completare la rete metanifera dell'isola attraverso interventi di distribuzione del gas metano nei centri urbani, nelle aree agricole intensive e negli agglomerati industriali, a partire dai punti di consegna della SNAM. La misura prevede inoltre di potenziare le reti di distribuzione dell'energia elettrica nei poli industriali e/o artigianali per eliminare, e/o ridurre agli *standard* europei, le interruzioni di elettricità nei processi di lavorazione.

Soggetti destinatari della misura 1.16 sono le collettività interessate e i sistemi produttivi locali.

La misura 1.17 del POR, dal titolo "Diversificazione produzione energetica", prevede la realizzazione di interventi finalizzati alla produzione di energia da fonti rinnovabili ad alto indice di risparmio energetico e basso livello di emissioni inquinanti e climalteranti (biomasse, energia solare, eolica e geotermica).

La misura si articola in cinque diversi settori di intervento, in base alle tecnologie di utilizzo di fonti energetiche rinnovabili: energia eolica, biomassa, solare fotovoltaico, solare termico e geotermia.

Per il settore dell'energia eolica la misura prevede impianti eolici con potenza complessiva minima di 1 MW, realizzati con aerogeneratori di potenza minima pari a 500 kW. Nel caso di impianti eolici localizzati nelle isole minori potranno essere proposti impianti con potenza complessiva inferiore a 1 MW. Obiettivo atteso: realizzazione di impianti per una potenza nominale complessiva di 150 MW.

Nel settore delle biomasse sono previsti interventi finalizzati alla produzione di energia elettrica e termica attraverso l'utilizzo di residui agricoli, forestali, industriali, di cui la Sicilia presenta una elevata disponibilità, mediante trattamenti termici (combustione, gassificazione) o processi biologici/chimici di digestione e fermentazione di materiale organico. Obiettivo atteso: realizzazione di impianti per una potenza elettrica complessiva pari a 30 MW.

Nel campo del solare fotovoltaico si intendono realizzare impianti proposti da imprese e da soggetti pubblici, con l'obiettivo di realizzare una potenza complessiva pari a 4 MW.

Per quanto riguarda il solare termico sono previsti interventi di produzione di energia termica a bassa ed alta temperatura (solare termodinamico), a servizio di utenze collettive, attività produttive e speciali (es. dissalazione). Nell'ambito degli impianti solari a bassa e media temperatura, saranno favoriti gli interventi che dimostrano un più elevato "fattore di copertura solare", rispetto al fabbisogno energetico dell'utenza. Obiettivo atteso: realizzazione di impianti per una superficie complessiva pari a 40.000 m².

Nel settore della geotermia è previsto lo sfruttamento dei giacimenti geotermici presenti nel territorio regionale e nelle isole minori per la produzione di energia elettrica. Obiettivo atteso: realizzazione di impianti per una potenza complessiva pari a 2 MW.

Soggetti destinatari della misura 1.17 sono le grandi, medie e piccole imprese, i consorzi di PMI e le aziende fornitrici di servizi energetici a rete.

Nell'ambito della misura 1.14 (Infrastrutture e strutture per la gestione integrata dei rifiuti) è previsto il ricorso ai rifiuti per la produzione di combustibile da utilizzare per la produzione di energia.

Un bando relativo alla misura 1.17 è stato emesso con pubblicazione sul bollettino ufficiale della Regione Sicilia in data 31/01/2003; tale bando incentiva la realizzazione di interventi finalizzati alla produzione di energia da fonti rinnovabili, con un totale di risorse finanziarie pubbliche (comunitari, nazionali e regionali) di 105 milioni di euro.

La tabella 5.6.2 riassume i dati finanziari relativi alle misure energetiche dell'Obiettivo 1.

Tabella 5.6.2 - Dati finanziari delle misure in campo energetico contenute nei POR dell'Obiettivo 1

REGIONE	MISURA	COSTO TOTALE (M€)	TOTALE RISORSE PUBBLICHE (M€)	RISORSE COMUNITARIE (M€)	RISORSE STATALI (M€)	RISORSE REGIONALI (M€)	CONTRIBUTI PRIVATI (M€)	TASSO PARTECIPAZIONE FONDO STRUTTURALE
BASILICATA	1.6	24,6	24,6	12,3	12,3	0	0	50%
CALABRIA	1.11	71,2	71,2	35,6	34,2	1,4	0	50%
CAMPANIA	1.12	245,1	245,1	122,6	122,6	36,8	0	50%
MOLISE	1.8	7,2	7,2	3,1	2,9	1,2	0	43%
PUGLIA	1.9	43	43	21,5	15	6,5	0	50%
SARDEGNA	1.6	21,9	21,9	10,9	7,7	3,3	0	50%
SICILIA	1.16	125	125	56,2	48,1	20,6	0	45%
SICILIA	1.17	127,2	127,2	57,2	49	21	0	45%

I dati riportati nella tabella non tengono conto delle risorse finanziarie che saranno destinate al recupero energetico dei rifiuti, in quanto non disponibili.

5.6.6 Interventi in campo energetico previsti dai DOCUP dell'Obiettivo 2

Friuli Venezia Giulia

L'Azione 3.1.2. dal titolo "Valorizzazione delle fonti energetiche rinnovabili", compresa nella misura 3.1 del Documento Unico di Programmazione per l'Obiettivo 2, prevede i seguenti interventi:

- a) realizzazione di nuove centraline idroelettriche con potenze inferiori a 3 MW. L'intervento si attua attraverso la concessione di aiuti a favore delle PMI, agli Enti Locali territoriali e ai Consorzi per lo sviluppo industriale già in possesso del decreto di concessione;
- b) progetto geotermia: mirato allo sfruttamento dell'energia geotermica presente in una vasta area del territorio lagunare, al fine del riscaldamento di edifici pubblici. Con tale intervento si prevede la realizzazione nel Comune di Grado di un impianto pilota, della potenza massima di 2 MW, per lo sfruttamento delle acque calde presenti a 800-900 m di profondità;
- c) progetto teleriscaldamento: diretto alla realizzazione di alcuni primi impianti di teleriscaldamento con eventuale produzione e distribuzione anche di energia elettrica, che prevedono l'utilizzo di biomassa di origine forestale per la produzione di calore e la sua distribuzione, mediante una rete di teleriscaldamento, a vantaggio di strutture pubbliche e, eventualmente, private.

Liguria

La Misura 2.3 del Documento Unico di Programmazione per l'Obiettivo 2, dal titolo "Sviluppo fonti energetiche rinnovabili e risparmio energetico", prevede interventi che riguardano

la realizzazione di: impianti eolici, impianti solari termici, impianti solari fotovoltaici, recupero di centraline idroelettriche, ovvero realizzazione di nuove centraline idroelettriche, impianti di cogenerazione e distribuzione del calore in teleriscaldamento di potenza non superiore a 5 MW termici alimentati da biomasse di origine agro-forestale, impianti di cogenerazione e distribuzione del calore in teleriscaldamento alimentati da biogas, reti di distribuzione di calore in teleriscaldamento alimentate da impianti che utilizzano biomasse agro-forestali.

La misura 2.1 del Documento Unico di Programmazione per l'Obiettivo 2, dal titolo "Gestione ciclo rifiuti e sostegno alla tutela ambientale", prevede anche interventi per la realizzazione di impianti di trattamento dei rifiuti con recupero energetico.

Con delibera della Giunta Regionale del 14/03/2002 è stato emesso un bando relativo alla misura 2.3.

Toscana

L'obiettivo delle misure 3.1 e 3.2 del DOCUP è quello di favorire la riduzione delle emissioni dei gas serra, nel rispetto delle scadenze previste per gli obiettivi mondiali e comunitari, attraverso l'aumento dell'efficienza nel settore elettrico, la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti, la riduzione dei consumi energetici e l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Le due misure hanno entrambi come titolo "Ottimizzazione del sistema energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili", ma diversi sono i destinatari dell'intervento: nel primo caso gli Enti Locali territoriali e loro associazioni, nel secondo imprese, società, consorzi ed imprese cooperative. Gli interventi ammissibili riguardano in particolare:

- progetti di centrali di produzione di energia da fonti rinnovabili e, precisamente, centrali idroelettriche di piccola-media potenza (fino a 10 MW), parchi eolici, parchi solari, centrali di produzione sia elettrica sia termica alimentate da biomasse nonché progetti che prevedono l'utilizzo di fluidi geotermici a bassa entalpia;
- progetti di teleriscaldamento urbano, con particolare riferimento alle aree degradate, progetti di centrali di cogenerazione per utenze civili, industriali e miste (con esclusione degli impianti che utilizzano rifiuti o scarti di processi produttivi, salvo le biomasse) e progetti finalizzati all'ottimizzazione dei consumi energetici.

Per le misure 3.1 e 3.2 sono stati emessi tre bandi, il primo (Aiuti alle imprese per investimenti a finalità ambientali) nel settembre 2002, il secondo e il terzo (Ottimizzazione del sistema energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili) rispettivamente nel gennaio 2003 e nel marzo 2004.

Lombardia

La misura 3.4 del DOCUP, dal titolo "Iniziative per la sostenibilità ambientale della produzione e dell'uso dell'energia", si propone di sviluppare iniziative dimostrative in campo energetico finalizzate alla diminuzione della dipendenza dal combustibile fossile nelle aree interessate.

Le iniziative da sostenere riguardano l'attivazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili (eolica, solare, geotermica, idroelettrica fino a 10 MW, biomasse vegetali ecc.) ed interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, nei casi di edifici di proprietà pubblica o utilizzati dalla pubblica amministrazione per lo svolgimento dei propri fini istituzionali.

In data 21/6/2002 è stato pubblicato sul bollettino ufficiale della Regione un bando relativo alla misura 3.4.

Veneto

L'obiettivo della misura 2.2 del DOCUP, dal titolo "Investimenti di carattere energetico", è quello di:

- A. aumentare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili;

- B. incentivare il risparmio energetico e il miglioramento dell'efficienza degli impianti;
- C. realizzare progetti dimostrativi per la promozione del risparmio energetico.

Per la finalità A sono previsti: impianti per l'utilizzo di biomasse per la produzione di energia termica e/o elettrica, anche connessi a reti di distribuzione del calore; impianti idroelettrici fino a 10 MWe; impianti per l'utilizzo dell'energia solare; impianti e/o reti per l'utilizzazione energetica delle risorse geotermiche.

Per la finalità B la misura si propone di incentivare: impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore da fonti convenzionali; sistemi di recupero di energia termica e/o meccanica in processi o in impianti e sistemi atti a ridurre i consumi di combustibili e le immissioni in atmosfera; realizzazione di reti pubbliche di teleriscaldamento; ottimizzazione della produzione di energia elettrica in relazione alla richiesta della rete.

Per la finalità C è in programma la realizzazione di edifici dimostrativi, di proprietà pubblica, con destinazione culturale, ricreativa, sportiva, che prevedano l'integrazione di sistemi solari attivi e passivi e l'adozione di componenti edilizi e impiantistici innovativi volti a ridurre i consumi energetici.

Un bando relativo alla misura 2.2. è stato pubblicato in data 12/7/2002 sul bollettino ufficiale della Regione.

Trento

L'obiettivo della misura 2.2 del DOCUP, dal titolo "Interventi per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e per la riduzione delle emissioni che contribuiscono alla alterazione del clima", è relativo a:

- sviluppo e potenziamento dell'uso delle risorse rinnovabili disponibili localmente, mediante l'incentivazione degli impianti di combustione a biomassa ottenibile dalla manutenzione dei boschi o da materiali derivanti dagli scarti di lavorazioni;
- installazione di impianti solari termici e fotovoltaici;
- messa in opera di isolamenti termici e di tecniche che limitino la dispersione di energia privilegiando l'utilizzo di materiali locali a basso impatto ambientale;
- possibilità di realizzazione di piccoli impianti idroelettrici su condotte esistenti o di ripristino di piccoli impianti dismessi, qualora risultino oggi convenienti con le nuove tecnologie.

Soggetti destinatari dell'intervento sono imprese, cooperative, consorzi, privati singoli o in associazione ed enti pubblici.

Lazio

La misura 1.3 del DOCUP dal titolo: "Produzione di fonti energetiche rinnovabili", prevede:

- interventi di produzione energetica da fonti rinnovabili (fotovoltaico e solare termico, eolico, utilizzo fluidi geotermici, centrali idroelettriche di piccola potenza inferiore a 10 MW, biomassa);
- interventi finalizzati all'uso razionale dell'energia diretti al conseguimento del risparmio energetico, al miglioramento dell'efficienza energetica dei processi tecnologici che usano e trasformano energia, allo sviluppo delle fonti di energia assimilate alle rinnovabili, quali la cogenerazione, il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, impianti elettrici e processi industriali nonché le altre forme di energia recuperabili in processi, impianti e prodotti, ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nella illuminazione degli edifici, con interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti; nell'ambito di tale azione non sarà ammissibile il cofinanziamento di impianti di produzione che utilizzano scarti di processi produttivi, salvo le biomasse.

Destinatari dell'intervento sono soggetti pubblici ed Enti Locali, in forma singola o associata, in relazione alle competenze assegnate dalla legislazione vigente o individuate nei piani di settore.

In data 09/11/2002 è stato pubblicato sul bollettino ufficiale della Regione un bando relativo alla misura 1.3.

La tabella 5.6.3 riassume i dati finanziari relativi alle misure in campo energetico nei DOCUP dell'Obiettivo 2.

Tabella 5.6.3 - Dati finanziari delle misure in campo energetico contenute nei DOCUP dell'Obiettivo 2

REGIONE	MISURA	COSTO TOTALE (M€)	TOTALE RISORSE PUBBLICHE (M€)	RISORSE COMUNITARIE (M€)	RISORSE STATALI (M€)	RISORSE REGIONALI (M€)	ALTRI ENTI PUBBLICI (M€)	CONTRIBUTI PRIVATI (M€)	TASSO PARTECIPAZIONE FONDO STRUTTURALE
FRIULI*	3.1.2								
LIGURIA	2.3	6,4	6,4	1,9	2,1	1,1	1,3	0	30%
TOSCANA	3.1	4,8	4,8	1,7	1,4	1,7	0	0	35%
TOSCANA	3.2	21,4	21,4	7,4	6,6	7,4	0	0	35%
LOMBARDIA	3.4	20,3	20,3	10,1	7,1	3,0	0	0	50%
VENETO	2.2	19,1	19,1	9,6	6,7	2,9	0	0	50%
TRENTO	2.2	6,1	5,1	1,5	2,5	1,1**	0	1,0	25%
LAZIO	1.3	10,3	10,3	5,1	3,6	1,0	0,3	0,5	50%

*Sono disponibili i dati relativi alla misura 3.1 ma non quelli dell'Azione 3.1.2

**Risorse Provinciali

5.7 PROGRAMMI MINISTERIALI SULLE FONTI RINNOVABILI

5.7.1 Programma "Tetti fotovoltaici"

Il decreto 16 marzo 2001 del MATT pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 29 marzo 2001, n. 74, definisce e avvia il programma "Tetti fotovoltaici" finalizzato alla realizzazione nel periodo 2000-2002 di impianti fotovoltaici di potenza da 1 a 50 kWp collegati alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione e integrati/installati nelle strutture edilizie e relative pertinenze.

Il programma è organizzato in due sottoprogrammi: uno rivolto ai soggetti pubblici (Comuni capoluoghi di Provincia o situati in aree protette, Province, Enti Locali, Università ed Enti di ricerca) il cui costo per il MATT risulta pari a 20 miliardi di lire; l'altro sottoprogramma (sottoprogramma Regioni), indirizzato, attraverso le Regioni e le Province Autonome di Trento e Bolzano, ai soggetti pubblici e privati, il cui costo per il MATT risulta pari a 40 miliardi di lire. Il contributo in conto capitale previsto è fino al 75% del costo d'investimento ammesso, non inclusivo dell'IVA.

Il sottoprogramma rivolto ai soggetti pubblici ammette impianti sotto i 20 kW; le modalità di partecipazione sono state oggetto di apposito bando pubblicato sulla GU n. 74 del 29 marzo 2001 a cura del MATT. Tutti i fondi sono stati assegnati, con una notevole eccedenza di domande ammissibili.

Il sottoprogramma Regioni ammette impianti da 1 a 20 kW; le modalità di partecipazione sono state oggetto di appositi bandi emanati dalle Regioni e dalle Province Autonome con le disponibilità derivanti dal riparto effettuato dal MATT e da proprie destinazioni di bilancio (tabella 5.7.1).

Tabella 5.7.1 - Finanziamenti del sottoprogramma Regioni promosso dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio per la realizzazione di impianti fotovoltaici (M€)

	MATT	Regione	Totale
Abruzzo	0,45	0,19	0,65
Basilicata	0,22	0,10	0,32
Calabria	0,75	0,32	1,08
Campania	2,05	0,88	2,93
Emilia R.	1,42	0,77	2,20
Friuli V.G.	0,44	0,19	0,62
Lazio	1,87	0,80	2,67
Liguria	0,61	0,26	0,87
Lombardia	3,22	1,38	4,60
Marche	0,52	0,22	0,74
Molise	0,12	0,05	0,17
Piemonte	1,57	0,67	2,24
Puglia	1,47	0,52	1,98
Sardegna	0,60	0,26	0,86
Sicilia	1,81	0,77	2,58
Toscana	1,28	0,93	2,21
Umbria	0,30	0,13	0,42
Valle d'Aosta	0,04	0,02	0,06
Veneto	1,59	0,69	2,28
Prov. A. Bolzano	0,16	0,07	0,23
Prov. A. Trento	0,16	0,07	0,23
Totale	20,66	9,29	29,95

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT

Le procedure e le modalità dei bandi regionali sono state definite sulla base di specifiche tecniche concordate in seno al Coordinamento Interregionale Energia con il supporto dell'ENEA.

Con i decreti del MATT del 24 luglio 2002 (pubblicato sulla GU n. 199 del 26 agosto 2002) e dell'11 aprile 2003 (pubblicato sulla GU n. 223 del 25 settembre 2003), sono previsti ulteriori finanziamenti ministeriali del sottoprogramma Regioni con un cofinanziamento delle Regioni del 50%. La ripartizione delle risorse tra le Regioni è indicata nella tabella 5.7.2.

Con il decreto del MATT del 12 novembre 2002 pubblicato sulla GU n. 67 del 21 marzo 2003 è previsto un ulteriore finanziamento ministeriale del sottoprogramma Soggetti Pubblici. Al rifinanziamento partecipano tutte le Regioni e le Province Autonome che hanno comunicato al MATT la disponibilità a cofinanziare al 50% i progetti presentati da Enti Locali insistenti nel proprio territorio (hanno aderito tutte le Regioni ad esclusione di Marche, Umbria e Provincia di Trento). La ripartizione delle risorse tra le Regioni è indicata nella tabella 5.7.3. In tabella 5.7.4 sono riportati gli impianti il cui finanziamento è stato approvato dal MATT.

Tabella 5.7.2 - Finanziamenti di impianti fotovoltaici da parte del sottoprogramma Regioni in seguito ai rifinanziamenti da parte del MATT (M€)

Regioni	Decreto MATT GU n. 199 del 26/08/2002	Decreto MATT GU n. 223 del 25/09/2003
Abruzzo	0,31	0,23
Basilicata	0,15	0,11
Calabria	0,51	0,38
Campania	1,38	1,03
Emilia R.	0,96	0,71
Friuli V.G.	0,29	0,22
Lazio	1,26	0,94
Liguria	0,41	0,31
Lombardia	2,17	1,61
Marche	0,35	0,26
Molise	0,08	0,06
Piemonte	1,05	0,78
Puglia	0,99	0,73
Sardegna	0,40	0,30
Sicilia	1,22	0,90
Toscana	0,86	0,64
Umbria	0,20	0,15
Valle d'Aosta	0,03	0,02
Veneto	1,07	0,80
Prov. A. Bolzano	0,11	0,08
Prov. A. Trento	0,11	0,08
Totale	13,89	10,34

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT

Tabella 5.7.3 - Rifinanziamento del sottoprogramma Soggetti Pubblici promosso dal MATT per la realizzazione di impianti fotovoltaici (M€)

Regioni	MATT
Abruzzo	0,22
Basilicata	0,44
Calabria	1,33
Campania	1,44
Emilia R.	0,67
Friuli V.G.	0,24
Lazio	0,82
Liguria	0,45
Lombardia	0,29
Molise	0,05
Piemonte	0,11
Puglia	1,06
Sardegna	0,22
Sicilia	0,42
Toscana	0,76
Valle d'Aosta	0,03
Veneto	0,95
Prov. A. Bolzano	0,05
Totale	9,55

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT

Tabella 5.7.4 - Impianti fotovoltaici approvati al finanziamento del MATT nell'ambito del sottoprogramma rivolto ai Soggetti Pubblici

Regione	N. impianti	Potenza (kW)
Abruzzo	17	244
Basilicata	11	162
Calabria	33	504
Campania	49	795
Emilia R.	58	513
Friuli V.G.	6	107
Lazio	68	415
Liguria	13	187
Lombardia	20	248
Marche	3	58
Molise	1	20
Piemonte	16	220
Puglia	26	447
Sardegna	5	81
Sicilia	53	352
Toscana	50	627
Valle d'Aosta	1	11
Veneto	26	321
Prov. A. Bolzano	2	16
Totale	458	5.328

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT

5.7.2 Programma "Solare termico"

Un altro programma di incentivazione delle fonti rinnovabili riguarda il settore del solare termico. Si tratta di un programma di incentivazione di sistemi solari termici per la produzione di calore a bassa temperatura rivolto alle Amministrazioni pubbliche e agli Enti pubblici, ivi incluse le società collegate o controllate dei suddetti enti, ed alle aziende distributrici del gas di proprietà comunale che, in relazione all'art. 16 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, devono raggiungere obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili.

Il MATT ha impegnato fondi complessivi pari a 12 miliardi di lire, di cui 8 miliardi per la concessione di contributi in conto capitale alle Pubbliche Amministrazioni e agli Enti pubblici e 4 miliardi di lire per la concessione di contributi in conto capitale agli interventi realizzati dalle Aziende speciali locali distributrici del gas. Sono inoltre impegnati 2,5 miliardi di lire come quota di cofinanziamento all'ENEA per garantire l'assistenza tecnico-scientifica al programma solare termico, incluso il programma "Comune solarizzato" ed il monitoraggio degli edifici solarizzati.

Il programma "Solare termico" è stato varato con il decreto n. 100 del 2000 del Ministero dell'Ambiente, e modificato parzialmente, per quanto riguarda la natura dei soggetti ammessi al finanziamento, con il decreto direttoriale 10 settembre 2001 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 15 dicembre 2001, n. 291.

Le tipologie di intervento sono quelle relative ad impianti per la produzione di acqua calda sanitaria per edifici, impianti sportivi, per riscaldamento acqua piscine e per riscaldamento ambienti tramite pannelli radianti, aventi una superficie captante netta non inferiore a 20 m². Tale superficie potrà essere raggiunta dalla somma di più impianti singoli a condizione che la superficie minima degli stessi sia pari a 6 m².

Gli interventi sono finanziati con un contributo massimo del 30%. È richiesta la sottoscrizione da parte dell'installatore di un contratto "Garanzia del risultato solare". Il sistema di monitoraggio è a carico del MATT nella misura massima del 10% del costo di investimento ammesso.

La tabella 5.7.5 riepiloga i progetti finanziati dal Ministero dell'Ambiente nell'ambito del programma "Solare termico" per Enti pubblici ed Aziende del Gas.

Il decreto direttoriale 972 del 21 dicembre 2001 ha avviato il Programma "Solare termico: bandi regionali", finalizzato all'incentivazione in conto capitale, nella misura massima del 30%, di sistemi solari termici per la produzione di calore a bassa temperatura, destinato ai soggetti pubblici e privati selezionati da bandi pubblici, in corso di emissione, a cura delle Regioni e delle Province Autonome.

Con il decreto 24 luglio 2002 del MATT, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 30 settembre 2001, è stata effettuata una ripartizione, secondo il numero degli abitanti, come riportato in tabella 5.7.6, delle risorse finanziarie tra le Regioni e le Province Autonome che hanno aderito al programma "Solare termico - bandi regionali". Le Regioni e Province Autonome concorrono al Programma con un cofinanziamento pari al 50%.

La Regione Lombardia non riceve finanziamenti nell'ambito del programma "Solare termico - bandi regionali", in quanto in base all'accordo di programma Regione Lombardia-Ministero dell'Ambiente, ha percepito dallo stesso Ministero 2 miliardi di lire per finanziare, con contributi del 30%, l'installazione di collettori solari termici da parte di soggetti privati. La Regione Lombardia partecipa all'iniziativa con altri 2 miliardi di lire.

Tabella 5.7.5 - Progetti approvati al finanziamento ministeriale del programma “Solare termico” per Enti pubblici ed Aziende del Gas promosso dal MATT

Regione	N. Progetti approvati
Abruzzo	5
Basilicata	4
Calabria	
Campania	17
Emilia R.	14
Friuli V.G.	1
Lazio	15
Liguria	2
Lombardia	
Marche	4
Molise	
Piemonte	8
Puglia	4
Sardegna	
Sicilia	7
Toscana	9
Trentino Alto Adige	
Umbria	
Valle d'Aosta	1
Veneto	2

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT

Tabella 5.7.6 - Ripartizione delle risorse tra le Regioni del programma “Solare termico: bandi regionali” promosso dal MATT

Regione	Risorse (euro)
Abruzzo	219.371
Basilicata	107.226
Calabria	363.589
Campania	988.844
Emilia R.	533.418
Friuli V.G.	210.346
Lazio	902.802
Liguria	294.405
Lombardia	
Marche	251.011
Molise	58.116
Piemonte	755.658
Puglia	708.119
Sardegna	289.481
Sicilia	872.245
Toscana	619.963
Prov. A. Bolzano	77.366
Prov. A. Trento	79.007
Umbria	142.582
Valle d'Aosta	20.362
Veneto	769.398
Totale	8.263.310

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT

5.7.3 Fonti rinnovabili: riepilogo degli interventi regionali

Tutte le Regioni italiane hanno attivato iniziative nel campo delle fonti energetiche rinnovabili (FER), mediante tre principali linee di intervento.

La prima si realizza attraverso i programmi “Tetti fotovoltaici”, “Solare termico” e “Isole Minori” in attuazione dei decreti del Ministero dell’Ambiente emanati a partire dal 2000.

La seconda opera attraverso le misure specifiche previste all’interno dei Programmi Operativi Regionali (POR) finanziati con i Fondi Strutturali del Quadro Comunitario di sostegno 2000-2006 dell’Unione Europea.

La terza utilizza i fondi previsti dalla legge 448 del 1998 (*Carbon Tax*).

Le Regioni operano anche attraverso iniziative autonome promosse nell’ambito di leggi e delibere regionali e nei Piani Energetici Regionali, dove sono fatte valutazioni delle potenzialità, dell’impatto e dei benefici ambientali nonché degli investimenti necessari e dell’apporto all’offerta locale.

Tutte le Regioni hanno aderito al sottoprogramma riservato ai soggetti pubblici del programma ministeriale “Tetti fotovoltaici” con l’esclusione di Marche, Umbria e Provincia di Trento. Nei dati riportati di seguito, per quanto riguarda tale programma, il riferimento è al sottoprogramma Regioni. Per quanto riguarda il solare termico di seguito sono riportate le situazioni relative al programma “Solare termico – bandi regionali”.

Sono delineati nel seguito gli assi portanti della politica di intervento delle singole Regioni e Province Autonome nel settore delle rinnovabili.

Abruzzo. Gli interventi nel settore delle FER riguardano soprattutto la partecipazione ai programmi “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico” del Ministero Ambiente e Tutela del Territorio. Nell’ambito del programma “Tetti fotovoltaici” sono stati emessi due bandi nel dicembre 2001 e nel febbraio 2003, mentre nell’ambito del programma “Solare termico” è stato pubblicato un bando nel settembre del 2003. Precedentemente, nel 1998, era stata emanata la legge n. 80: “Norme per la promozione e lo sviluppo e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e del risparmio energetico”, successivamente modificata con la legge regionale n. 84 del 1999.

La produzione di energia elettrica da FER nella Regione è stata al 2004 di 2.041,5 GWh derivante quasi esclusivamente da impianti idroelettrici (91,3%), con una piccola produzione anche da impianti eolici (8,6%).

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 88 GWh/anno.

Basilicata. gli interventi per le FER riguardano i Fondi Strutturali e il programma “Tetti fotovoltaici”. Nel 2001 la Regione ha emesso un bando per la concessione di contributi per il fotovoltaico; un altro bando per lo stesso motivo è stato emesso nel 2003. Il bando relativo al programma “Solare termico” è stato emesso a luglio 2004.

Il PEAR (Piano Energetico-Ambientale Regionale) del 2000 valuta le potenzialità di tutte le FER, compresi i rifiuti solidi urbani.

Nel maggio 2002 è stato emesso un bando, nell’ambito del POR, per la concessione dei contributi per le FER e il risparmio energetico.

Con delibera della GR del dicembre 2004 è stato approvato un nuovo “Atto di indirizzo per il corretto inserimento degli impianti eolici sul territorio regionale”.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da FER nella Regione è pari a 487,1 GWh, ottenuta da impianti idroelettrici (64,2%), da impianti eolici (32,2%) e da impianti a biomasse (3,6%).

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 456,3 GWh/anno.

Calabria. Gli interventi sui fondi strutturali per le FER sono parte della misura 1.11 (Energie pulite e reti energetiche) del POR. Le cinque Province hanno emesso i Bandi per la richiesta di contributi tra la fine del 2002 e l'inizio del 2003. Nel 2003 è stato avviato il Programma di interventi «Il Sole in cento scuole» e relativo bando finanziato dal POR. Un ulteriore bando finanziato dal POR è stato emesso dalla Provincia di Cosenza nel 2005.

La Regione ha partecipato al programma “Tetti fotovoltaici” con un bando del 2001. Nel luglio del 2004 la Regione ha emesso un ulteriore bando per la concessioni di contributi sia nell’ambito del programma “Tetti fotovoltaici” che in quello “Solare termico”.

Nel PEAR recentemente approvato è stata inserita una serie di misure che porterebbero al risparmio del 6% di combustibili fossili in ingresso alle centrali elettriche tradizionali.

La produzione elettrica da fonti rinnovabili nella Regione è stata nel 2004 pari 1.528,5 GWh, in aumento del 31,1% rispetto al 2003, di cui il 65,6% dall’idroelettrico e il 34,4% da biomasse. Da segnalare il forte aumento di produzione di energia elettrica da biomasse, che dagli 80,2 GWh del 2001 passa nel 2002 a 228,4 GWh, nel 2003 a 441,4 GWh e nel 2004 a 690 GWh.

Secondo i dati GRTN degli impianti a FER qualificati, risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici aventi una producibilità di 1.179,6 GWh/anno e impianti a biomasse o rifiuti aventi una producibilità di 286,3 GWh/anno.

Campania. Gli interventi nel settore delle fonti rinnovabili riguardano la partecipazione al programma “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico e l’utilizzo dei fondi derivanti dalla “Carbon Tax”. In relazione con la misura 1.12 del POR è stato emesso da parte della Regione Campania un bando di sostegno alla realizzazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Il bando relativo al programma “Tetti fotovoltaici” è stato emesso nel gennaio del 2002. Mentre nel marzo 2003 sono stati assegnati i contributi derivanti dalla “carbon tax” relativi a diversi interventi, tra cui quelli destinati alle fonti rinnovabili. La Regione ha inoltre emesso un bando nell’ambito del programma “Solare termico” nel 2005.

Relativamente alla normativa in materia di energia, in data 15/11/2001 la Giunta Regionale, con delibera n. 6148, ha approvato procedure ed indirizzi per l’installazione di impianti eolici sul territorio della Regione Campania.

In data 25/11/2002 è stata pubblicata sul Bollettino Ufficiale Regionale la delibera n. 4818 “Approvazione delle linee guida in materia di politica regionale e di sviluppo sostenibile nel settore energetico”. Il PEAR, in corso di approvazione, contiene molti impegni per lo sviluppo delle FER.

La produzione di energia elettrica da FER nel 2004 è stata di 1.244,5 GWh, ottenuta da impianti idroelettrici (49,9%), eolici (41,8%), biomasse (8,1%) e fotovoltaici (0,2%).

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 351,6 GWh/a e impianti a biomasse o rifiuti aventi una producibilità di 115,1 GWh/anno.

Molise. Gli interventi nel settore FER riguardano soprattutto la partecipazione ai programmi “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico”.

La legge regionale del 1999 in applicazione del decreto legislativo 112/98, assegna funzioni e compiti della Regione e delle Province in materia di energia.

Per i “Tetti fotovoltaici” sono stati emessi due apposito bandi uno nel 2001 e l’altro nel 2003. Nella bozza di PEAR elaborato dalla Regione sono state fatte valutazioni sulle potenzialità di sviluppo delle FER. Per il programma “Solare termico” la Regione ha emesso un bando nel 2003.

Al 2004 la produzione di energia elettrica da FER è pari a 409,1 GWh, di cui il 56% da impianti idroelettrici, il 14,7% da impianti eolici e la quota rimanente del 29,3% da biomasse.

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 492,4 GWh/anno.

Sardegna. Anche in questa Regione gli interventi per le FER riguardano la partecipazione al programma “Tetti fotovoltaici”, con la pubblicazione di un bando nel 2001 e un altro nel luglio 2004 e la partecipazione al programma “Solare termico”, con l’emissione di un bando nel luglio 2004.

Nel 2002 e nell’ottobre 2005 per il solare termico la Regione ha emesso bandi con finanziamenti “carbon tax”.

Il PEAR già approvato contiene valutazioni ed obiettivi relativi allo sviluppo delle FER.

La produzione di energia elettrica da FER è stata nel 2004 pari a 597,5 GWh, derivata da impianti eolici per il 36,5%, idroelettrici per il 52,1%, da biomasse per il 11,2%, e fotovoltaici per il resto.

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 1531,8 GWh/anno.

Lazio. Gli interventi nel settore delle fonti rinnovabili riguardano i Fondi Strutturali e la partecipazione ai programmi “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico” del Ministero dell’Ambiente. In relazione con la misura 1.3 (Produzione di fonti energetiche rinnovabili) del Documento Unico di Programmazione (DOCUP), è stato emesso da parte della Regione Lazio un bando di sostegno alla realizzazione di interventi per la produzione di energia da fonti rinnovabili e per l’uso razionale dell’energia. Il bando relativo al programma “Tetti fotovoltaici” è stato emesso nel settembre del 2001, mentre gli incentivi della Regione Lazio per l’anno 2003-2004 prevedono il rifinanziamento degli interventi già risultati ammissibili nel bando 2001.

La Regione ha inoltre emesso un bando nell’ambito del programma “Solare termico” nel 2003.

La delibera del Consiglio regionale del Lazio del 14/02/2001 n. 45 ha approvato il PEAR, nel quale sono definiti obiettivi per lo sviluppo delle FER.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da FER è pari a 1.649,5 GWh, in aumento del 38,6% rispetto al 2003, soprattutto da fonte idroelettrica (75,9%) e da biomasse per la parte restante.

Puglia. È stato attivato il programma “Tetti fotovoltaici” con un bando nel 2001 e un altro nel 2003. La Regione ha inoltre emesso nel 2004 un bando nell’ambito del programma “Solare termico”.

E’ stato emesso recentemente un bando per le imprese, diretto alla concessione di contributi per la realizzazione di impianti solari termici negli edifici, finanziato dalla misura energia del POR.

Con delibera della Giunta del 2002 è stato approvato uno studio per il PEAR, dove sono fatte valutazioni per lo sviluppo delle FER.

La produzione di energia elettrica da FER nel 2004 è stata di 803,6 GWh, in aumento del 32,1% rispetto al 2003, con il 67,8% di eolico e il resto da biomasse.

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 2683,1 GWh/anno.

Sicilia. Gli interventi nel settore delle fonti rinnovabili riguardano i Fondi Strutturali, la partecipazione al programma “Tetti fotovoltaici” del MATT e la stipula di un Accordo di Programma Quadro per l’Energia tra il MATT e la Regione Sicilia.

Con riferimento alla misura 1.17 (Diversificazione della produzione energetica) del Programma Operativo Regionale, è stato emesso da parte della Regione Sicilia un bando per la richiesta e l'erogazione del contributo per la realizzazione di interventi finalizzati alla produzione di energia da fonti rinnovabili. Due bandi sono stati emessi, nel dicembre 2004 e a marzo 2005, per la richiesta di contributo pubblico per la realizzazione di interventi finalizzati alla produzione d’energia da fonti rinnovabili destinata all’autoconsumo e/o alla immissione in rete. I bandi sono indirizzati il primo alle imprese ed il secondo ai soggetti pubblici.

Il bando relativo al programma “Tetti fotovoltaici” è stato emesso nel ottobre del 2002.

Nel settembre del 1999 è stata approvata un’Intesa di Programma tra lo Stato e la Regione. Tra i diversi settori di intervento è presente quello dell’energia, per il quale si è realizzato un apposito Accordo di Programma Quadro. Tale Accordo di Programma, del maggio 2002, prevede interventi volti all’autoproduzione energetica da risorse rinnovabili.

Nel 2004 l’energia elettrica prodotta da FER è stata pari a 331,5 GWh, circa il 63,4% in più rispetto al 2003, di cui 117,3 da impianti idroelettrici, 152,2 da impianti eolici e 62 da biomasse.

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 3653,1 GWh/a e impianti a biomasse o rifiuti aventi una producibilità di 115,3 GWh/anno.

Emilia Romagna. La Regione ha aderito al programma “Tetti fotovoltaici” con due bandi emessi nel 2001 e nel 2004. La Regione ha aderito anche al programma “Solare termico”, il cui bando è in corso di emissione.

Nel 2001 la Regione ha approvato il DGR: Piano regionale di azione in materia di uso razionale dell’energia, risparmio energetico, valorizzazione delle FER e limitazione dei gas serra.

La Regione ha approvato inoltre il PEAR pubblicato sul BUR nel gennaio 2003, in cui sono stabiliti obiettivi per le FER e per l’abbattimento delle emissioni inquinanti.

Nel 2005 la Provincia di Modena, in attuazione degli obiettivi individuati dal “Piano d’Azione per l’Energia e lo Sviluppo Sostenibile”, ha emesso due bandi: il primo per il finanziamento di interventi di installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua sanitaria e per il riscaldamento di ambienti e piscine, il secondo per il finanziamento di interventi di installazione di caldaie ad alta efficienza negli edifici.

La legge regionale n. 26 del 23/12/2004 disciplina la programmazione energetica territoriale ed altre disposizioni in materia di energia.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da FER è stata di 1806,2 GWh, il 25,4% in più rispetto al 2003. La produzione maggiore è idroelettrica (57,2%), il resto da biomasse.

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 30/06/2005 impianti qualificati a biomasse o rifiuti aventi una producibilità di 109 GWh/anno.

Friuli Venezia Giulia. La Regione ha dedicato particolare attenzione alla minidraulica e alle biomasse. Sono state approvate dalla Regione numerose delibere di Giunta a favore dello sviluppo delle FER ed una legge quadro sull’energia. La Regione ha aderito alla proposta del MATT di cofinanziamento del Programma “Tetti fotovoltaici” e del Programma “Solare termico”.

Sono stati attivati inoltre i programmi dei Fondi Strutturali per la valorizzazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Nel maggio del 2005 è stato emesso un bando per il finanziamento di interventi nel settore della produzione di energia da biomasse. Tale bando utilizza i fondi della “Carbon Tax”.

La Regione ha approvato nel maggio 2003 una bozza di PEAR in attuazione della legge regionale del novembre 2002, in cui sono definiti studi di valutazione delle potenzialità delle centrali idroelettriche e degli impianti di biomasse e rifiuti.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da FER nella Regione è di 1.809,6 GWh, in aumento rispetto al 2003 del 46,4%, di cui solo 87,1 GWh da biomasse ed il resto idroelettrica.

Liguria. La Regione nel 2002 ha approvato una legge per regolare i compiti di Regione ed Enti Locali in materia di ambiente, difesa del suolo ed energia. La Regione ha aderito ai programmi ministeriali “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico” ed inoltre ha attivato le misure per le FER previste nei Fondi Strutturali.

La Regione ha approvato il PEAR, con delibera del Consiglio Regionale, nel dicembre 2003, dove sono state fatte le valutazioni sulle potenzialità delle FER.

Nel 2004 la produzione elettrica da FER è stata di 276,9 GWh, di cui 34,2 da biomasse, solo

4,1 da fonte eolica e la restante parte dall'idroelettrico.

Lombardia. La Regione ha attivato i programmi ministeriali relativi alle FER: per i "Tetti fotovoltaici" sono stati emanati i relativi bandi; anche per il Solare termico è stato emanato un apposito bando. Inoltre la Regione ha attivato i programmi dei Fondi Strutturali per le FER.

Con fondi provenienti dalla "carbon tax", la Regione ha emanato un bando nel gennaio 2004, con il fine di promuovere azioni di supporto economico per l'acquisizione di impianti e tecnologie a carattere innovativo e dimostrativo per la produzione di energia da fonti rinnovabili e per l'uso razionale della stessa.

La Provincia di Mantova ha approvato un Accordo Volontario per la promozione del solare termico in agricoltura ed ha inoltre emesso un apposito bando di finanziamento.

La legge regionale n. 39 del 21/12/2004 disciplina le norme per il risparmio energetico negli edifici e per la riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti.

Il PEAR della Regione contiene un dettagliato quadro di valutazione per le FER sia delle potenzialità delle singole fonti sia degli investimenti effettuati dal 1984 al 2000, valutate in circa 2500 miliardi di vecchie lire.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da FER è stata pari a 11.228,8 GWh, di cui 1.831,2 da biomasse e la restante parte dall'idroelettrico.

Marche. La Regione ha emanato dal 2000 al 2003 diverse deliberazioni a favore dello sviluppo delle FER. L'ultima di queste di marzo 2003 prevede la ripartizione dei fondi nel bilancio di previsione 2003 della Regione per incentivare il risparmio energetico e le FER.

Per i "Tetti fotovoltaici" la Regione non ha partecipato al rifinanziamento del sottoprogramma riservato ai soggetti pubblici mentre per il sottoprogramma Regioni ha emesso gli appositi bandi.

La Regione ha aderito al programma ministeriale "Solare termico".

La legge regionale n. 20 del 28/10/2003 incentiva fra l'altro il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia. Nel 2005 in attuazione di tale legge è stato emesso un bando per il finanziamento di interventi per il risparmio energetico e l'utilizzo delle fonti rinnovabili,

Il PEAR della Regione approvato recentemente contiene obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili, in particolare nei settori idroelettrico, eolico e biomasse.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 618,1 GWh, di cui 29 da biomasse e la restante parte idroelettrica.

Piemonte. La Regione ha sviluppato molte iniziative in campo energetico sia nel settore del risparmio energetico che delle FER. Il DGR del luglio 2002 contiene il programma regionale di applicazione delle norme per la concessione dei contributi a favore della produzione e utilizzazione delle FER nel settore agricolo. La Regione ha aderito ed avviato i programmi ministeriali "Tetti fotovoltaici" e "Solare termico" emettendo gli appositi bandi.

La legge regionale n. 23 del 07/10/2002 disciplina la corretta gestione del sistema energetico regionale nelle sue diverse articolazioni e prevede finanziamenti per interventi nel campo delle FER e del risparmio energetico.

La Regione ha emesso nel luglio 2004 un bando per il finanziamento di interventi strategici e un bando per interventi dimostrativi, entrambi nel campo delle FER e del risparmio energetico. Tali bandi sono finanziati dalla legge regionale n. 23 del 07/10/2002. Nel giugno 2005 per lo stesso motivo sono stati emessi altri due bandi.

Il PEAR, approvato dalla GR nel 2002, contiene valutazioni sulle potenzialità delle FER, in particolare per le biomasse ed una attenzione allo sviluppo del solare termico.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da FER è stata pari a 6.505,4 GWh, di cui 241,4 GWh da biomasse e la restante parte idroelettrica.

Toscana. La Regione promosso ed attivato diversi programmi regionali e locali per lo sviluppo delle FER. In particolare con la delibera di ottobre 2001 vengono definiti gli accordi volontari settoriali per lo sviluppo dell'energia solare termica e fotovoltaica con l'assegnazione di fondi alle Province con le Agenzie per l'energia. Gli accordi volontari sono stati definiti anche per l'utilizzo delle biomasse legnose di origine agricola o forestale a fini energetici.

La Regione ha attivato i programmi relativi ai Fondi Strutturali, emettendo appositi bandi, l'ultimo dei quali è stato emesso nel marzo 2004 incentivando le FER e il risparmio energetico. La Regione ha aderito ai programmi ministeriali "Tetti fotovoltaici" e "Solare termico".

La legge regionale n. 39 del 24/02/2005 disciplina le attività in materia di energia e, in particolare, la produzione, il trasporto e la trasmissione, lo stoccaggio, la distribuzione, la fornitura e l'uso dell'energia. Tale legge prevede per i nuovi edifici o ristrutturazioni urbanistiche l'obbligo di installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria pari almeno al 50% del fabbisogno annuale.

Il PEAR era stato approvato dal Consiglio Regionale nel gennaio del 2000, con un dettagliato programma di sviluppo delle FER, inclusi la geotermia e l'eolico.

Nel 2004 l'energia elettrica prodotta da FER è stata pari a 6.536,3 GWh, di cui 5.437,3 GWh da geotermia, 384,5 GWh da biomasse, 710,2 GWh da idroelettrico e 4,3 GWh da eolico.

Umbria. La Regione ha varato la legge di riordino delle funzioni del sistema regionale e locale in attuazione del decreto legislativo n. 112/98.

La Regione nel 2001 ha emesso il bando nell'ambito del Programma "Tetti fotovoltaici", mentre nel 2003 ha emanato un avviso pubblico per l'assegnazione di contributi in conto capitale destinati alla realizzazione di interventi per l'utilizzo delle biomasse e dell'energia solare sia termica che fotovoltaica, utilizzando i fondi derivanti dai programmi "Solare termico" e "Tetti fotovoltaici" e altri fondi regionali.

Nell'ambito dei Fondi Strutturali, e in particolare della misura 3.1, è stato emanato un bando, nel maggio 2004, di sostegno alle imprese che effettuano investimenti di tutela e riqualificazione dell'ambiente ma anche per interventi di uso razionale dell'energia e di utilizzo delle fonti rinnovabili.

Nel marzo del 2004 è stato approvato dalla Giunta Regionale il PEAR, che pone grande attenzione al tema del risparmio energetico ed all'implementazione dell'uso delle fonti rinnovabili di energia.

Nel 2004 l'energia elettrica prodotta da FER è stata pari a 1.757,9 GWh, in aumento del 49,9% sul 2003, di cui 120,9 GWh da biomasse, 3,6 GWh eolica e la restante parte idroelettrica.

Veneto. La Regione ha emesso la legge regionale del dicembre 2000 per la pianificazione energetica, l'incentivazione del risparmio energetico e lo sviluppo delle FER. Ha inoltre emanato nel 2003 la legge per interventi agro-forestali per la produzione di biomasse.

La Regione ha emesso un bando nel 2001 nell'ambito del programma ministeriale "Tetti fotovoltaici" e in seguito al rifinanziamento dell'iniziativa ha destinato i fondi per le richieste non soddisfatte dello stesso bando 2001. Per quanto riguarda il programma "Solare termico", sono stati emessi due bandi, uno nel 2003 e un altro nel 2004. La Regione ha inoltre avviato i programmi relativi ai Fondi strutturali.

Il PEAR recentemente approvato, contiene valutazioni sulle potenzialità delle FER ed espone gli obiettivi che riguardano tutte le tecnologie del settore.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da FER è pari a 4.010,8 GWh, in aumento del 22,6% sul 2003, di cui 344,4 da biomasse e la restante parte idroelettrica.

Val d'Aosta. La Regione già dal 1993 aveva emanato norme in materia di risparmio energetico e sviluppo delle FER.

La Regione ha emesso nel 2001 un bando nell'ambito del programma ministeriale "Tetti fotovoltaici" e un altro nel 2003 del programma "Solare termico".

Il PEAR che è stato approvato ad aprile 2003, contiene diverse misure di contenimento dei consumi energetici e sviluppo delle FER.

Nel 2004 la produzione di energia elettrica da FER ammonta a 2.864,7 GWh, quasi tutti di origine idrica.

Provincia Autonoma di Bolzano. La Provincia ha attivato norme per lo sviluppo delle FER già dal 1993. Ha aderito al programma "Tetti fotovoltaici", emanando un proprio bando nel 2001 e un altro nel dicembre 2003.

Il Piano energetico che è stato approvato dalla Giunta nel 1997, contiene gli indirizzi e le linee di intervento anche per le FER. La Provincia è tuttavia da tempo all'avanguardia nello sviluppo delle FER, come è dimostrato dal numero dei collettori solari per abitanti. Risultati eccellenti si hanno anche per le biomasse.

Provincia Autonoma di Trento. La Provincia risulta da molto tempo attiva nel campo della promozione delle FER, in particolare per la minidraulica e per le biomasse.

Per il 2003 è stata emanata una deliberazione dalla GP, "Provvedimento per il risparmio energetico e l'utilizzazione di fonti alternative di energia", con i criteri per l'ammissione delle domande di contributi. Nell'ambito di tale iniziativa rientrano i fondi relativi al programma "Tetti fotovoltaici". La Provincia ha anche attivato programmi per le FER nell'ambito dei Fondi Strutturali.

Il PEAR è stato aggiornato nel 2003 e contiene gli obiettivi e le modalità di raggiungimento nei diversi settori del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili.

La produzione di energia elettrica da FER nel 2004 nelle Province Autonome di Trento e di Bolzano, è stata pari a 8.686,7 GWh, di cui 80,4 da biomasse e la restante parte idroelettrica.

La tabella 5.6.7 riassume la situazione della produzione di energia elettrica da impianti di fonti rinnovabili nelle varie Regioni italiane.

Tabella 5.6.7 - Produzione lorda di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili in Italia. Anno 2004 (GWh)

Regioni	Idrico	Eolico	Fotovoltaico	Geotermico	Biomasse	Totale	Quota rispetto al totale FER Italia	Quota rispetto alla produzione regionale totale	Quota rispetto alla richiesta regionale totale	Emissione CO ₂ evitata (kt)
Piemonte	6264				241,4	6505,4	11,7%	35,5%	23,2%	4554
Valle d'Aosta	2861,1				3,6	2864,7	5,1%	100,0%	253,2%	2005
Lombardia	9397,6				1831,2	11228,8	20,2%	21,1%	16,9%	7860
Trentino Alto Adige	8606,3				80,4	8686,7	15,6%	93,6%	134,5%	6081
Veneto	3666,4				344,4	4010,8	7,2%	15,2%	12,9%	2808
Friuli Venezia Giulia	1722,5				87,1	1809,6	3,3%	22,3%	17,8%	1267
Liguria	238,6	4,1			34,2	276,9	0,5%	2,0%	3,9%	194
Emilia Romagna	1032,8	3,7			769,7	1806,2	3,2%	6,8%	6,5%	1264
Toscana	710,2	4,3		5437,3	384,5	6536,3	11,7%	33,9%	30,1%	2944
Umbria	1633,4	3,6			120,9	1757,9	3,2%	28,0%	29,4%	1231
Marche	589,1				29	618,1	1,1%	14,8%	7,6%	433
Lazio	1252,4	1,9			395,2	1649,5	3,0%	7,2%	7,0%	1155
Abruzzo	1864,6	176,5	0,4			2041,5	3,7%	39,2%	28,8%	1429
Molise	229	60,2			119,9	409,1	0,7%	29,1%	25,4%	286
Campania	621,3	519,8	2,5		100,9	1244,5	2,2%	22,6%	7,0%	871
Puglia		545,0	0,5		258,1	803,6	1,4%	2,6%	4,4%	563
Basilicata	312,6	157,0			17,5	487,1	0,9%	29,6%	15,8%	341
Calabria	1313,8				690	2003,8	3,6%	28,1%	32,6%	1403
Sicilia	117,3	152,2			62	331,5	0,6%	1,3%	1,6%	232
Sardegna	311,5	218,2	0,6		67,2	597,5	1,1%	4,1%	4,8%	418
Totale	42744,4	1846,5	4	5437,3	5637,2	55669,5	100,0%	18,4%	17,1%	37337

Fonte: elaborazione ENEA su dati GRN

In primo piano

I Sistemi Energetici Regionali nel Sistema Energetico Nazionale

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.

Il Sistema soffre ancora per un insufficiente collegamento tra i soggetti istituzionali preposti, e a livello nazionale si sente l'assenza di un Piano Energetico che stabilisca indirizzi, regole ed obiettivi, necessario anche per un corretto sviluppo del decentramento.

Il MAP ha tuttavia annunciato un documento con la definizione del Programma Energetico Nazionale, da discutere in una Conferenza Nazionale per l'Energia in programma per l'inizio del 2006, da sottoporre al CIPE per approvazione.

Attualmente il Sistema Energetico è "regolato" dalle politiche comunitarie da un lato e dal mercato dall'altro.

Tutte le Regioni hanno emanato le loro leggi regionali in merito alla materia energetica, dando luogo a specifici programmi di sostegno nei confronti di azioni pubbliche e private per le fonti rinnovabili e il risparmio energetico, insieme a normative che regolano i sistemi di offerta e di domanda dell'energia. Tuttavia, le stesse Regioni rischiano di muoversi in modo scollegato tra loro, in assenza di una strategia nazionale.

Si offre nel seguito una sintesi dello stato dell'arte dei Piani Energetici Regionali.

I Piani Energetici Regionali (PER) sono strumenti strategico-programmatici che stabiliscono strategie, regole e obiettivi energetico-ambientali a livello regionale, che potrebbero essere non perfettamente coerenti fra di loro e con il sistema nazionale. I contenuti e gli obiettivi dei PER appaiono comunque in linea con le strategie raccomandate a livello nazionale ed europeo.

Tredici Regioni e due Province Autonome hanno formalmente approvato il Piano Energetico, di cui otto al nord, tre al centro e tre al sud. Gli obiettivi principali dei PER approvati sono:

- sviluppo delle fonti rinnovabili (FER) per una produzione di energia elettrica di 17.000-19.000 GWh, più l'energia termica;
- sviluppo del risparmio energetico per un totale di circa 15.000 ktep, valutato per tutte le Regioni;
- in termini di emissioni si otterrebbe una riduzione di circa 60 Mt di CO₂ evitate, che costituisce il 60% delle emissioni di CO₂ da abbattere rispetto al tendenziale del 2012, per perseguire gli obiettivi di Kyoto. La differenza di 40 Mt potrebbe essere ottenuta dal mercato delle emissioni e dai programmi internazionali.

Nell'ambito della programmazione energetica regionale, molte Regioni hanno approvato impianti FER, qualificati dal GRTN al 30/6/05, per un totale di 5.440,8 MW, con una producibilità complessiva di 12.875,5 GWh/a, con un incremento del 23,1% sul 2004. Di questi gran parte è costituita da impianti eolici (11.090,5 GWh/a, +500%) ma anche da impianti idroelettrici, geotermici, a biomasse, e per una quota residua da impianti fotovoltaici. L'incremento di impianti eolici è consistente soprattutto nelle Regioni del Sud, in particolare in Molise, Puglia, Calabria, Sicilia, Sardegna, ma anche nelle Marche.

I progetti di impianti di produzione di energia elettrica, approvati dalle Regioni e qualificati dal GRTN come nuovi o riattivati, sono (in parentesi la producibilità in GWh, a destra le capacità in MW):

Marche:	Idrica (3,4);	Eolica (629);	Rifiuti e Biomasse (11,5);	263,2
Molise:		Eolica (492,4);	Rifiuti e Biomasse (2,8);	214,8
Campania:	Idrica (0,6);	Eolica (351,6);	Rifiuti e Biomasse (115,1);	145,2
Puglia:		Eolica (2.683,1);	Rifiuti e Biomasse (8,5)	1.172,5
Basilicata:	Idrica (4,5);	Eolica (456,3);		198,0
Calabria:	Idrica (9,7);	Eolica (1.179,6);	Rifiuti e Biomasse (286,3);	605,3
Sicilia:		Eolica (3.653,1);	Rifiuti e Biomasse (115,3);	1.481,5
Sardegna:	Idrica (13,7)	Eolica (1.531,8);	Rifiuti e Biomasse (56,3)	1.036,6

I soli impianti citati porteranno il contributo delle rinnovabili dall'attuale 17,1% della produzione elettrica nazionale a circa il 21%. A questi si aggiungono altri programmi e progetti non soggetti a qualifica GRTN.

È infine da sottolineare che un raccordo migliore tra le Regioni, e tra queste e il quadro nazionale, permetterebbe uno sviluppo maggiore delle potenzialità delle FER e delle politiche di efficienza energetica, sia dal lato della domanda che da quello dell'offerta.

BIBLIOGRAFIA

- Leggi e decreti nazionali e regionali
- Piani Energetici Regionali riportati sui siti regionali e sul sito ENEA: Osservatorio delle Politiche Energetico-Ambientali Regionali e Locali”

CAPITOLO 6 – LA RICERCA IN CAMPO ENERGETICO

CAPITOLO 6 – LA RICERCA IN CAMPO ENERGETICO

6.1 L'EVOLUZIONE DELLA RICERCA NEL CAMPO DELLE TECNOLOGIE ENERGETICHE

Lo sviluppo di sistemi e cicli avanzati per la produzione di energia, le cui caratteristiche si presentano molto promettenti in termini di prestazioni, controllo delle emissioni e flessibilità nell'utilizzo dei combustibili, rappresenta una importante opportunità di sviluppo tecnologico per il Paese, in grado di rilanciare la competitività del sistema dell'offerta nazionale di tecnologie di settore e di coniugare le competenze e gli sforzi dei vari attori interessati, garantendo nello stesso tempo continuità agli investimenti già effettuati negli ultimi anni.

Il sistema industriale nazionale, nella sua componente di impiantistica energetica avanzata, possiede tutte le risorse e le competenze necessarie; tuttavia l'Italia appare in ritardo nell'impegno di ricerca sulle tecnologie energetiche più innovative. La tendenza strutturale di medio-lungo termine ai prezzi elevati dei prodotti petroliferi e alla maggiore dipendenza dall'estero dell'approvvigionamento energetico, che riguarda tutta l'Unione Europea e in particolare l'Italia, richiede di mettere in cantiere progetti rilevanti di ricerca e sviluppo nel settore delle tecnologie energetiche per affrontare la sfida del miglioramento delle prestazioni degli impianti, da ottenere insieme ad una drastica riduzione delle emissioni in atmosfera. Oltre al prezzo e alla disponibilità di combustibili, infatti, lo sviluppo delle tecnologie energetiche gioca un ruolo cruciale per progettare il sistema energetico futuro. Giova ricordare che prevedere lo sviluppo delle tecnologie è un'attività difficile, che produce talvolta risultati che si possono prestare a letture diverse, particolarmente quando l'orizzonte temporale di riferimento si sposta nel lungo termine. D'altra parte è anche vero che negli ultimi anni sono stati compiuti progressi notevoli nella capacità di modellare lo sviluppo delle tecnologie all'interno dei modelli energetici.

Nell'ambito del programma comunitario WETO¹, sono stati ricostruiti i “percorsi di apprendimento tecnologico” (l'approccio anglosassone del *learning-by-doing*) di alcune tecnologie in fase evolutiva sulla base di dati storici fino al 2000 e delle proiezioni al 2030 di uno scenario “di riferimento”.

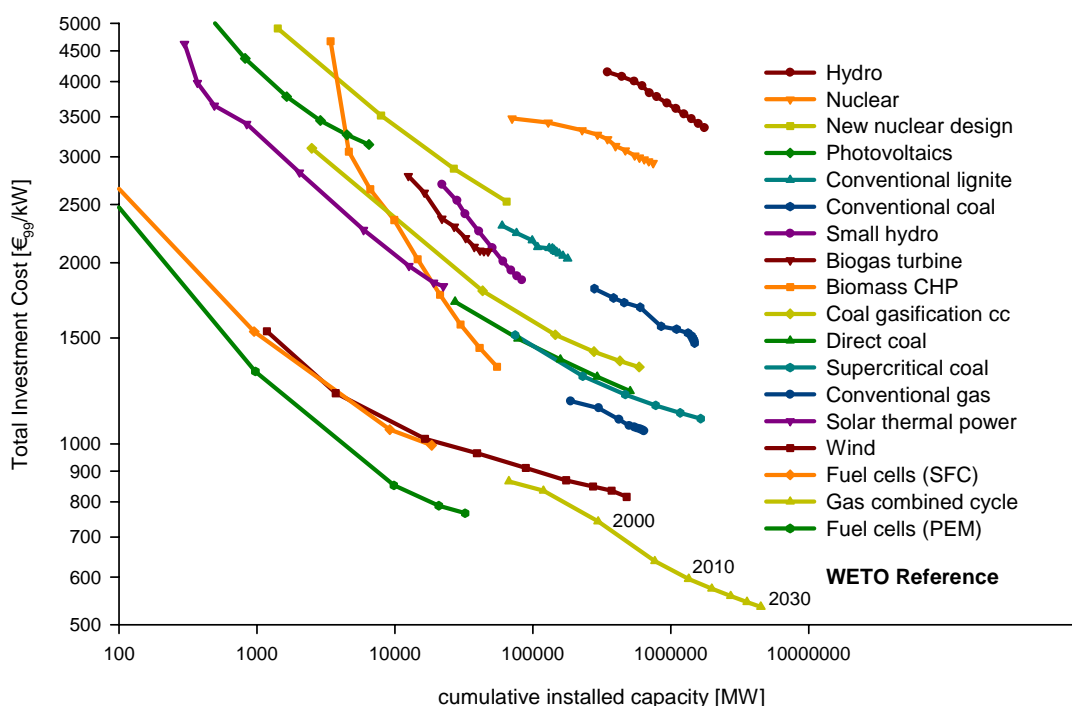
Nella figura 6.1.1 sono rappresentate, con riferimento a *step* temporali di cinque anni, le curve di apprendimento che descrivono l'andamento dei costi totali di investimento delle diverse tecnologie in funzione delle capacità totali installate. Ma, come noto, sviluppi tecnologici accelerati e veri e propri *breakthrough* tecnologici possono determinare deviazioni delle traiettorie descritte secondo lo scenario di riferimento. A questo proposito, sempre in ambito WETO, sono state costruite ipotesi alternative in relazione ad alcuni “casi tecnologici”, in alcuni dei quali assume particolare rilievo l'accelerazione degli investimenti in attività di R&S.

In particolare, nel “caso gas naturale”, si è assunto un aumento della disponibilità della fonte assieme ad ulteriori miglioramenti tecnologici degli impianti a turbina a gas a ciclo combinato e alle celle a combustibile; per il “caso carbone”, sono stati ipotizzati notevoli miglioramenti nelle prestazioni di tutte le tecnologie innovative di combustione dei combustibili solidi; per il “caso nucleare”, si è assunto un “salto” nella tecnologia in termini di costo e di sicurezza. Quest'assunzione influenza sicuramente l'andamento della curva relativa ai grandi reattori convenzionali ad acqua leggera ma, soprattutto, è di rilievo per i reattori più innovativi.

Il “caso rinnovabili” prevede un maggiore impegno della comunità internazionale in termini di incentivi e finanziamenti alla ricerca, volti in particolare allo sviluppo dell'eolico, del solare termodinamico e fotovoltaico e dell'idroelettrico di piccola taglia. Tale impegno potrebbe determinare, a fronte di una significativa riduzione dei costi unitari di investimento, un aumento della generazione elettrica e delle emissioni evitate di CO₂.

¹ World Energy, Technology and Climate Policy Outlook (WETO), Commissione Europea (2003).

Figura 6.1.1 - Costi di generazione di energia elettrica da varie tecnologie, in funzione della potenza installata



Fonte: WETO, 2003

Le Piattaforme Tecnologiche Europee

La Commissione europea ha supportato la preparazione e il lancio di alcune “Piattaforme Tecnologiche Europee”, per sostenere gli sforzi di ricerca e sviluppo tecnologico nelle linee ritenute strategiche per la crescita economica e la competitività dell’intero sistema europeo.

L’iniziativa nasce dalla consapevolezza che le attività di ricerca e sviluppo devono svolgere un ruolo primario nel sostenere la crescita economica e, inoltre, dalla valutazione che gli investimenti in ricerca e sviluppo (2% del Pil) sono attualmente insufficienti a garantire la crescita necessaria. L’Unione Europea ha, infatti, riconosciuto la necessità di incrementare tali investimenti (3% del Pil al 2010).

Le Piattaforme Tecnologiche si presentano quindi come un mezzo per definire un approccio coerente e focalizzato verso le attuali maggiori sfide tecnologiche, e intendono proporre un percorso più efficiente ed efficace di cooperazione pubblica e privata, raccogliendo intorno all’iniziativa la ricerca pubblica, l’industria, le istituzioni finanziarie, le autorità di regolazione e i decisori politici. L’Unione Europea, nel valutare i suoi precedenti grandi investimenti in ricerca e sviluppo, ha constatato che i benefici ottenuti sono inferiori a quanto atteso, proprio per la mancanza di focalizzazione delle linee di ricerca e delle risorse finanziarie pubbliche e private, e di un coerente coinvolgimento di tutti gli attori.

Va considerato che per lo stretto collegamento con i maggiori temi di sviluppo tecnologico e di crescita economica, le linee di interesse dell’iniziativa dell’Unione Europea trovano già una situazione di ricerca che vede numerose attività avviate indipendentemente a livello nazionale e regionale, attraverso programmi e progetti locali; le Piattaforme si propongono quindi come primo atto quello di organizzarle in modo coerente e focalizzato, tale da garantire un più efficace raggiungimento degli obiettivi. Il meccanismo per creare la necessaria integrazione tra tali iniziative e sostenere la collaborazione pubblico/privato potrà essere “Joint European Technology Initiative”, che sarà uno degli strumenti principali che sarà attivato con il 7° Programma Quadro per la ricerca, lo sviluppo tecnologico e la dimostrazione (7° PQ 2007-2013).

La Commissione svolge sostanzialmente un compito di “facilitatore” nell’identificazione delle Piattaforme e nel raggruppamento intorno ad esse di tutti gli attori pubblici e privati. Per ciascuna Piattaforma è previsto un “gruppo di progetto” che comprende, oltre a rappresentanti di tali attori, anche esperti della Commissione.

Nel percorso verso il 7° PQ, la nascita e lo sviluppo delle Piattaforme è sostenuto a partire da strumenti del 6° Programma Quadro.

Attualmente sono state già individuate alcune Piattaforme in aree di ricerca ritenute prioritarie per il loro potenziale contributo al sistema europeo, limitate in numero per la necessità di concentrare le risorse e raggiungere la massa critica di ricerca e di finanziamento. Le cinque aree di ricerca considerate prioritarie sono:

- a) nuove tecnologie idonee a portare cambiamenti sostanziali in un settore, se propriamente sviluppate e applicate (es. idrogeno e celle a combustibile);
- b) tecnologie legate a diversi obiettivi di *policy*, ma focalizzate verso lo sviluppo sostenibile (es. fotovoltaico e trasporti);
- c) nuove tecnologie di base per lo sviluppo di beni pubblici o servizi con difficile accessibilità, incerto profitto, ma con grande potenziale economico e sociale (es. medicina innovativa, comunicazioni (mobile e *wireless*));
- d) tecnologie di frontiera in settori di alta tecnologia con importanza strategica ed economica per l’Europa (es. aeronautica);
- e) rinnovo e rivitalizzazione di settori industriali tradizionali (es. acciaio, tessile).

6.1.1 Le tecnologie di utilizzo dei combustibili fossili

La sfida dell’industria della produzione di energia elettrica da combustibili fossili per i prossimi decenni sarà volta all’incremento dell’efficienza di conversione e ad assicurare contemporaneamente sempre più stringenti requisiti di riduzione dell’impatto ambientale.

In particolare, nell’ottica di riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera gli impianti ad emissione zero o prossimi a zero rappresentano l’obiettivo di lungo termine.

Quanto sopra tuttavia deve essere perseguito in un’ottica di mantenimento o progressiva riduzione dei costi di realizzazione, manutenzione e esercizio degli impianti e quindi dei costi dell’energia elettrica prodotta.

6.1.1.1 Quadro sintetico delle tecnologie degli impianti termoelettrici esistenti

Cicli con turbina a vapore

La tecnologia si basa su caldaie alimentate da olio combustibile, gas naturale, carbone, gas da recupero, accoppiate con turbine a vapore a condensazione. Il ciclo del vapore, generalmente sub-critico negli impianti meno recenti, prevede uno o più surriscaldamenti del vapore e scambiatori rigenerativi per il preriscaldamento dell’acqua di alimento, pressioni di circa 140-160 bar, rendimenti dell’ordine 33-35%.

In Italia il combustibile di riferimento è principalmente l’olio combustibile.

Su questi impianti sono stati eseguiti negli anni interventi di *retrofitting* e *repowering* sia per aumentare di qualche punto il rendimento e sia per abbattere le emissioni di inquinanti con l’installazione di desolfuratori, precipitatori elettrostatici, filtri a maniche.

L’attenzione sempre maggiore all’utilizzo del carbone ha portato allo sviluppo di impianti con ciclo super critico, alimentati a polverino di carbone. Pressioni di 225 bar, temperature di 540 °C con rendimenti dell’ordine del 38-45%, di circa 10 punti superiori a quelli dei tradizionali impianti a carbone.

Il trend attuale è quello di utilizzare tali impianti solo con alimentazione a carbone, trasformando quelli esistenti in ciclo combinato o addirittura chiudendoli.

Cicli combinati gas-vapore

Lo sviluppo della tecnologia della turbina a gas, il perfezionamento dei cicli combinati ha portato ad un rapido sviluppo di questa tecnologia che attualmente offre costi d'impianto ridotti (circa 450 €/kW), ridotti tempi di costruzione, elevati rendimenti di conversione (fino al 58%), ridotte emissioni, dovute anche all'utilizzo del gas naturale ed alla elevata efficienza dell'impianto.

L'impatto ambientale è ridotto rispetto agli impianti tradizionali, in quanto gli unici agenti inquinanti emessi sono gli NO_x (che possono essere contenuti fino a 30 ppm), il CO (anch'esso contenuto entro poche decine di ppm) e la CO₂.

In Italia i nuovi impianti di produzione di energia in fase di realizzazione sono tutti impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale, realizzati sia ex novo sia per trasformazione di impianti a vapore esistenti.

Questi impianti sono inoltre caratterizzati da una relativamente alta flessibilità di esercizio, che li rende capace di modulare la produzione entro certi limiti e di eseguire frequenti fermate ed avviamenti nel corso dell'anno.

La liberalizzazione del mercato elettrico ed una prevedibile maggiore presenza di impianti a carbone, destinati principalmente al carico di base, richiederanno una ulteriore maggiore flessibilità operativa, che significa aumento della capacità di modulazione del carico (*under and over firing*), riduzione dei tempi di avviamento ed arresto dell'impianto.

6.1.1.2 Tecnologie di frontiera o emergenti

Nel prossimo futuro per la generazione di energia elettrica con combustibili fossili saranno utilizzati solo carbone e gas naturale. L'olio combustibile verrà utilizzato solo per l'impiego in autotrazione.

In ogni caso la produzione di energia elettrica si dovrà basare su tecnologie innovative definite *near zero emission*, ovvero con emissioni ridottissime sia degli inquinanti in senso stretto che delle emissioni di gas serra (CO₂). Uno degli obiettivi è la produzione, con uno stesso impianto di energia elettrica e di idrogeno, da destinare all'autotrazione e all'impiego in *fuel cell* stazionarie. Ciò consentirebbe anche di utilizzare appieno gli impianti anche nei periodi di basso carico sulla rete elettrica.

Le tecnologie più interessanti per l'utilizzo del carbone sono:

L'ultrasupercritico (USC)

I parametri termodinamici del ciclo vengono spinti fino a pressioni di 300-320 bar e la temperatura fino a 600-630 °C. Questa tecnologia prevede l'inserimento di nuovi sistemi di combustione e di nuovi materiali e consente di raggiungere rendimenti netti di conversione dell'ordine del 47-48%.

In questo ambito sono previste numerose attività di ricerca e sviluppo sia a livello europeo che italiano e sono in corso realizzazioni di impianti in Germania ed in Giappone. Questa tecnologia si può ritenere come prossima alla fase di applicazione su scala industriale.

Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)

La gassificazione del carbone e l'utilizzo del syngas in un ciclo combinato (*Integrated Gasification Combined Cycle* - IGCC) è una alternativa importante alla tradizionale combustione del polverino di carbone in caldaia.

In tal modo è possibile ridurre gli inquinanti, depurando i gas prima della combustione; in particolare vengono eliminati i composti solforati, i composti acidi, il particolato, le ceneri ed il tar. Inoltre tale tecnologia è più adatta anche per realizzare impianti *near-zero emission*, catturando e separando la CO₂ contenuta nel syngas, che risulterebbe composto essenzialmente da idrogeno, vapore d'acqua, con tracce di CO, CO₂, azoto.

In Italia non esistono impianti IGCC a carbone, ma sono stati realizzati tre impianti di gassificazione del tar derivante da residui della raffinazione del petrolio, mentre non è stato ancora avviato il progetto per la gassificazione del carbone del Sulcis in Sardegna (vedi cap. 3.3.5 di questo Rapporto).

È generalmente riconosciuto che l'IGCC rappresenta l'opzione primaria per la produzione di energia elettrica efficiente ed ecologicamente compatibile a partire da carbone. Il limite alla diffusione di questa tecnologia è rappresentato dall'elevato costo dell'impianto. Si stanno portando avanti azioni di ricerca e dimostrazione – ricordiamo il progetto europeo di Puertollano in Spagna – per lo sviluppo di componenti avanzate (unità di gassificazione, nuove turbine a gas capaci di utilizzare gas ricchi di idrogeno, unità di separazione dell'aria a basso costo). La tecnologia della gassificazione necessita ancora di perfezionamenti, in particolare per quanto riguarda la depurazione dei gas a caldo (*gas cleaning*), la produzione di ossigeno per frazionamento dell'aria e l'integrazione con il ciclo combinato. Molto affidamento viene posto allo sviluppo e all'applicazione di nuove tecnologie che comprendono anche lo sviluppo di membrane per il frazionamento dell'aria e per la separazione della CO₂.

Combustione a letto fluido (FBC)

La combustione in letto fluido nelle sue varie forme (letto fluido a pressione atmosferica, pressurizzato, bollente o ricircolante) consiste nella combustione del carbone in un letto di materiale inerte fluidificato da un flusso di aria. È una tecnologia efficiente, compatibile dal punto di vista ambientale per una grande varietà di applicazioni. I vantaggi sono la desolforazione in sito durante la combustione, limitate emissioni di ossidi di azoto, grazie alle temperature di combustione non elevate (850 °C), l'elevato scambio termico, la possibilità di utilizzare carboni con alto contenuto di zolfo e ceneri, oltre che biomasse e combustibili derivati da rifiuti anche in co-combustione.

Mentre gli impianti a pressione atmosferica hanno già raggiunto un discreto successo commerciale, gli impianti a letto fluido pressurizzato (PFBC) necessitano ancora di ricerca e sviluppo, in particolare per quanto riguarda la turbina a gas, la depolverizzazione dei gas caldi.

Idrogassificazione del carbone

È un processo di gassificazione senza ossigeno, che impiega come agenti gassificanti gas ricchi di idrogeno e di vapore e porta alla produzione di un gas composto da metano, idrogeno, CO e CO₂. Il metano viene poi convertito in idrogeno con un processo di *reforming* e la CO₂ può essere catturata per reazione con ossido di calcio. Si ottiene un gas ricco di idrogeno che può essere utilizzato per la produzione di energia.

Impianti innovativi con utilizzo del gas naturale e cattura della CO₂

La cattura della CO₂ può essere eseguita sia a monte che a valle del processo di combustione. Nei trattamenti a valle, poiché la CO₂ è molto diluita (il grado di diluizione dipende anche dal tipo di combustibile e dell'eccesso di aria ovvero dalla temperatura di fine combustione) occorre trattare enormi volumi di gas con notevoli costi e complicazioni impiantistiche.

Per aumentare la concentrazione della CO₂ nei fumi si possono seguire due vie: riciclare parte dei gas combusti nel combustore, ovvero usare ossigeno, anziché aria, come ossidante.

La combustione con ossigeno può essere eseguita per via indiretta senza frazionare l'aria mediante processi Redox, che consistono nell'ossidare un metallo con aria e nel ridurlo con il combustibile.

Ciò ha dato luogo ad una serie di cicli attualmente in fase di studio e di sperimentazione in scala prototipale con impianti di piccola e media potenza.

La separazione della CO₂, anche pre-combustione e quindi da syngas, può essere eseguita con sistemi ad assorbimento da parte di sorbenti liquidi (PSA), processo attualmente maturo, ovvero con membrane, attualmente in fase di sviluppo.

La CO₂ separata deve poi essere raffreddata, separata dall'acqua di condensa e compressa fino a 80-90 bar con compressor interrefrigerati, per essere stoccata in fase liquida per il successivo trasporto e sequestro definitivo in apposito sito geologico.

In ogni caso la cattura della CO₂, che può essere totale o limitata a percentuali dell'85-90%, comporta penalizzazioni del rendimento complessivo ed un aumento del costo dell'impianto.

Gli sviluppi tecnologici legati alle collaborazioni internazionali nelle tecnologie di utilizzo dei combustibili fossili

A) CARBON SEQUESTRATION LEADERSHIP FORUM (CSLF)

Il *Carbon Sequestration Leadership Forum* (CSLF), è una iniziativa promossa dagli Stati Uniti per finalizzare e concentrare gli sforzi a livello internazionale sul problema dell'impiego di combustibili fossili – essenzialmente carbone – per la generazione di energia con emissioni zero di CO₂, e cioè con la sua minimizzazione e confinamento.

Si è attivata una ampia collaborazione internazionale – politica e tecnica – per lo sviluppo di tecnologie e di iniziative governative comuni sulla Carbon Sequestration intesa, in questo contesto, come una “filiera” (CCS = Carbon Capture and Storage) che comprende tutte le fasi che vanno dal trattamento del materiale di partenza (tipicamente combustibili fossili, in primis carbone) fino alla produzione di H₂ e al confinamento definitivo della CO₂.

L'iniziativa, sottoscritta inizialmente da 15 Paesi (l'Italia è stata fra questi) ha riscontrato un crescente interesse, tanto che attualmente i membri sono saliti a 21:

Arabia Saudita	Australia	Brasile	Canada	Cina
Colombia	Danimarca	Francia	Germania	Giappone
Gran Bretagna	India	Italia	Korea	Messico
Norvegia	Olanda	Russia	Stati Uniti	Sud Africa
Unione Europea				

Tali Paesi sono portatori di interessi diversificati, relativi a:

- sviluppo di impianti di generazione elettrica basati sull'impiego pulito (cioè con emissioni nulle o quasi di CO₂) di combustibili fossili e principalmente del carbone;
- sviluppo di tecnologie per un migliore utilizzo di giacimenti petroliferi di cui aumentare la produttività o prolungare lo sfruttamento: ad esempio la Norvegia, ma anche l'Arabia Saudita interessata all'*Enhanced Oil Recovery* attraverso l'iniezione di CO₂;

- l'insieme delle opzioni: Stati Uniti, Australia, UE ecc., ed anche la Cina, fortemente impegnata in investimenti in impianti IGCC con la prospettiva della cattura della CO₂ e della sua iniezione in giacimenti di carbone per ECBM.

Un ruolo crescente stanno assumendo i Paesi in via di sviluppo, in primo luogo la Cina ma con un forte protagonismo anche dell'India.

L'obiettivo comune del CSLF è sviluppare tecnologie della filiera CCS che abbiano costi compatibili col mercato, verificarne la fattibilità con attività dimostrative, aumentare la loro accettabilità sociale, e favorire un sistema di accordi e regolamentazioni internazionali che favoriscano la penetrazione delle tecnologie CCS.

Dopo la prima riunione plenaria di Roma, che ha di fatto dato avvio concreto alla iniziativa, un primo bilancio è stato effettuato nell'incontro ministeriale dei Paesi firmatari del CSLF svoltosi a Melbourne dal 13 al 15 settembre 2004. In quella sede è stato riaffermato l'impegno nei confronti del CSLF, quale riferimento per una cooperazione internazionale nella ricerca e nello sviluppo di tecniche per la cattura, il trasporto e l'immagazzinamento della CO₂.

Infatti, sulla base delle previsioni disponibili, i combustibili fossili continueranno ad essere largamente utilizzati in tutto il mondo. In ragione di ciò, i motivi che hanno condotto alla creazione del CSLF rimangono validi per consentire a cattura, trasporto e immagazzinamento della CO₂ di diventare l'opzione per contribuire alla riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra e per promuovere in tutto il mondo uno sviluppo sostenibile.

È stata definita una *roadmap* (Piano CSLF di Sviluppo Tecnologico - *CSLF Technology Roadmap*) sviluppata dal CSFL Technical Group ed approvata dal CSLF Policy Group. Sebbene il Piano non vincoli il CSLF o i suoi membri a specifiche azioni, i Ministri lo ritengono un importante documento di riferimento che può fare da guida alle future collaborazioni tecniche tra i membri del CSLF.

È stato poi dato un formale riconoscimento a dieci progetti proposti dagli Stati membri, che saranno condotti nel quadro della collaborazione. Tali progetti hanno obiettivi ampi e diversificati; ci si attende che essi facciano progredire le conoscenze in tutte le aree, comprese quella tecnologica, economica, ambientale e della salute. I progetti, nel loro insieme, dimostrano l'ampiezza e la varietà delle attività in corso nel mondo sulla cattura, il trasporto e l'immagazzinamento della CO₂.

I dieci progetti sono:

- **ARC Enhanced Coal-Bed Methane Recovery Project (Canada, Stati Uniti e Regno Unito) - Recupero stimolato di metano da giacimenti di carbone.** Scopo del progetto è di valutare, sia dal punto di vista ambientale che economico, il processo di iniezione della CO₂ in un giacimento profondo di carbone. Tale procedimento porta al confinamento della CO₂ ed alla simultanea produzione di metano dal giacimento.
- **CANMET Energy Technology Centre (CETC) R&D Oxyfuel Combustion for CO₂ Capture (Canada e Stati Uniti) - Combustibile ossigenato per la cattura della CO₂.** L'obiettivo del progetto è quello di verificare l'utilizzo di combustibile ossigenato (oxifuel) e la conseguente cattura di CO₂ ad elevata purezza da impiegare per il recupero assistito di idrocarburi (EOR). Le informazioni raccolte consentiranno di progettare impianti industriali che utilizzino la stessa tecnica su larga scala.
- **CASTOR (Commissione Europea, Francia e Norvegia).** Scopo del progetto è di validare, dal punto di vista tecnico, economico, legale e di accettabilità pubblica, le tecniche di

cattura della CO₂ dopo la combustione e di immagazzinamento geologico. Enfasi viene data alla riduzione dei costi relativi alla cattura.

- **CO₂ Capture Project, Phase II (Regno Unito, Norvegia, Italia e Stati Uniti) - Cattura della CO₂, Fase II.** Scopo del progetto è di sviluppare ulteriormente le tecniche per ridurre i costi di separazione, cattura e confinamento geologico della CO₂, agendo sugli elementi del ciclo di combustione dei carburanti, quali turbine, scambiatori, caldaie.
- **CO₂ Separation from Pressurized Gas Stream (Giappone e Stati Uniti) - Separazione della CO₂ da flussi di gas ad elevata pressione.** Scopo del progetto è di valutare tecnicamente ed economicamente i procedimenti per la separazione della CO₂, tramite membrane, da flussi di gas ad elevate pressioni.
- **CO₂SINK (Commissione Europea e Germania).** Scopo del progetto è di verificare e valutare la cattura ed il confinamento geologico della CO₂, in modo da comprenderne meglio le basi scientifiche ed i processi coinvolti. L'esperienza conseguita permetterà di definire un contesto normativo in cui regolare l'immagazzinamento geologico della CO₂.
- **CO₂STORE (Norvegia e Commissione Europea).** Scopo del progetto è di affinare la tecnica di osservazione, già dimostrata nel progetto in corso sul giacimento di Sleipner, della CO₂ re-iniettata e di acquisire nuove conoscenze sui processi geochimici e sulla dissoluzione della CO₂.
- **Frio (Stati Uniti ed Australia).** Il progetto prevede di effettuare la sequestrazione della CO₂ in un acquifero salino profondo a terra, con l'obiettivo di verificare i modelli concettuali e le tecniche di osservazione, provare che non si producono effetti nocivi per la salute, la sicurezza e l'ambiente, sviluppare l'esperienza necessaria per estendere la tecnica su larga scala.
- **ITC CO₂ Capture with Chemical Solvents (Canada e Stati Uniti) - Cattura della CO₂ tramite solventi chimici.** Obiettivo del progetto è di dimostrare la cattura della CO₂ tramite solventi chimici, sviluppando tecniche efficaci ed a basso costo per la separazione della CO₂ dai fumi.
- **Weyburn II CO₂ Storage Project (Stati Uniti, Canada e Giappone) - Progetto Weyburn II per l'immagazzinamento geologico della CO₂.** Obiettivo del progetto è di utilizzare la CO₂ per il recupero stimolato di petrolio in un giacimento di idrocarburi in Canada. Sarà studiata la migrazione della CO₂ nel giacimento, per valutare complessivamente le prestazioni e gli eventuali rischi connessi con l'utilizzo della CO₂ nel recupero assistito degli idrocarburi.

Le tecniche per la cattura, il trasporto e l'immagazzinamento della CO₂ non sono note nel mondo al grande pubblico. Tuttavia è di vitale importanza che la loro **accettazione pubblica** sia basata sulla chiara ed accurata comprensione di tutti gli aspetti connessi con tali tecnologie, compresi quelli ambientali e della sicurezza. L'informazione al pubblico è, dunque, una necessità primaria perché siano accettati la cattura, il trasporto e l'immagazzinamento dell'anidride carbonica.

È stato chiesto infine al *Policy Group* di definire programmi per la diffusione delle tecniche di cattura, trasporto ed immagazzinamento dell'anidride carbonica che facilitino lo scambio di esperienze tra gli Stati membri del CSLF. Tali programmi dovranno avere solide basi scientifiche, tecniche, economiche ed ambientali.

L'incontro successivo, tenuto a Berlino, ha enfatizzato la necessità di una approfondita analisi del corposo (più di 600 pagine) documento – di prossima pubblicazione – curato dall'IPCC sul *Carbon Capture and Storage (CCS)* e di un approfondimento sulla sua applicabilità al *Clean Deployment Mechanism (CDM)*: infatti, poiché scopo del CCS è di conseguire una riduzione di emissioni di gas serra, esso è una filiera tecnologica utile alle Parti firmatarie del Protocollo di Kyoto per raggiungere i loro obiettivi sia separatamente che in maniera congiunta.

Anche coloro che non hanno sottoscritto il Protocollo di Kyoto, e che non hanno obblighi di riduzione di emissioni, partecipano al *Clean Development Mechanism*.

L'accesso ai *carbon credits* può favorire il CCS relativamente alle implicazioni economiche, e può rappresentare uno stimolo per Paesi in via di sviluppo.

Benché vi sia attualmente un gap di circa 50 \$ fra il CCS ed il CDM, lo sviluppo tecnologico può contribuire a restringere tale *gap*.

È stata approfondita l'analisi della *road-map*, individuando le priorità per il CSLF e i principali obiettivi da conseguire entro tre scadenze di breve, medio e lungo periodo.

Oggetto/Tempistica	2004 - 2008	2009 - 2013	2014+
Abbassamento dei costi	Identificazione delle direzioni di sviluppo	Allestimento di impianti pilota o di progetti dimostrativi	Raggiungimento degli obiettivi di costo
	Definizione degli obiettivi di costo		
Sicurezza del processo	Inizio esperimenti in campo	Sviluppo di un criterio di selezione per i depositi	Realizzazioni di impianti su larga scala
	Identificazione dei depositi più promettenti	Stima delle riserve mondiali	
Monitoraggio e controllo della tecnologia	Identificazione delle necessità	Sperimentazioni in campo	Tecnologie commercialmente disponibili
	Identificazione di potenziali alternative		

È stato definito lo stato di sviluppo delle tecnologie relative ai 4 componenti della catena del CCS: cattura, trasporto, *storage* e monitoraggio/verifica; per le attività di *capture* la priorità è "abbassare i costi" con attività di R&S per ottenere, entro il 2008, indicazioni sulle tecnologie e sulle soluzioni più promettenti per la successiva dimostrazione.

Cattura e immagazzinamento della CO ₂	Stato di sviluppo
Cattura	I processi <i>commerciali</i> esistono ma possono essere molto costosi per questa applicazione. Processi nuovi o migliorati che soddisfino requisiti di costo sono solo alla fase di <i>ricerca e sviluppo</i>
Trasporto	<i>Commerciale</i>
Immagazzinamento	Analoghi <i>commerciali</i> esistono (es. EOR) solo a scala e tempi ridotti. A scala e tempi pianificati la tecnologia è a una fase di <i>sviluppo e/o dimostrazione</i>
Misura, monitoraggio e verifica	Esistono molte tecniche <i>commerciali</i> di monitoraggio, ma sono necessari <i>sviluppo e dimostrazione</i> per applicarle alle attività di cattura e monitoraggio della CO ₂

Sono poi stati approvati i seguenti nuovi progetti:

CO₂ GeoNet

Cominciato nell'aprile 2004, il progetto "CO₂ GeoNet" (a cui partecipano 13 differenti organizzazioni) ha concentrato una forte attività di ricerca sulla tematica dello stoccaggio di CO₂ nel sottosuolo: solo nelle profondità del Mar del Nord è stimata una capacità di stoccaggio di circa 800 Gt di CO₂. Il progetto rientra nella politica internazionale di riduzione di gas serra mediante cattura e sequestro della CO₂ emessa dagli impianti di potenza. Il progetto concerne solamente la tematica dello stoccaggio, non affrontando anche il complesso aspetto delle tecnologie per la cattura della CO₂.

I suoi principali obiettivi sono:

- sviluppare una mutua collaborazione tra importanti centri di ricerca europei, al fine di creare un solido *background* sulla tematica analizzata. Al progetto partecipano 13 tra i principali istituti di ricerca europei, molti dei quali hanno già una forte specializzazione in sequestro geologico di gas. Gli istituti di non provata esperienza nel settore, rientrano nel tentativo politico-strategico per una futura diffusione di tecnologie di stoccaggio della CO₂ e per la realizzazione di un *network* esperto all'interno dell'Unione Europea. Per una completa ed accurata analisi, per la prima volta in questa tipologia di progetto, sono stati coinvolti anche centri di ricerca esperti in biologia marina;
- identificare le principali carenze nell'applicazione delle tecnologie proposte e proporre nuovi progetti di ricerca o strumenti per la loro compensazione;
- consentire all'Autorità Europea, mediante dettagliate ed imparziali informazioni, di sviluppare politiche e regolamentazioni per lo standard di questa futura tecnologia;
- rafforzare le conoscenze tra i partner del progetto, e sviluppare il corretto *background* che consenta il naturale proseguimento delle attività di ricerca anche nel futuro.

Dimostrazione di cattura, iniezione e sequestro geologico di CO₂ al di sotto di formazioni basaltiche in India

Il sequestro geologico è stato riconosciuto come un importante metodo per la riduzione di emissioni di CO₂ in atmosfera. Lo spessore degli strati di formazione basaltica in India varia da poche centinaia a migliaia di metri. Al di sotto di questi strati ci sono rocce sedimentarie per uno

spessore che varia tra i 100 e i 4000 metri. Lo scopo del progetto è di sviluppare e implementare le tecnologie necessarie per l'iniezione di CO₂ in profondità e per il suo monitoraggio nelle rocce sedimentarie al di sotto di formazioni basaltiche.

L'attività di ricerca prevede la selezione di un'area con uno spessore minimo di 600 metri di rocce sedimentarie, l'iniezione di 2000 tonnellate di CO₂ e lo sviluppo di attività di monitoraggio e di sviluppo di modelli per la corretta rappresentazione del fenomeno. Il fine ultimo è quello di sviluppare una procedura per la corretta analisi dei rischi del fenomeno.

Il progetto dimostrativo svilupperà la corretta tecnologia ed il *know-how* per lo stoccaggio di CO₂ al di sotto di formazioni rocciose simili.

Partecipanti di prestigio la progetto sono: National Geophysical Research Institute (NGRI), India, e Pacific Northwest National Laboratory, Stati Uniti.

Development of China's Coalbed Methane Technology / Carbon Dioxide Sequestration Project

L'attività di ricerca ha lo scopo di verificare e sviluppare i principali nodi connessi con le capacità di stoccaggio di CO₂ in letti di carbone ed il contemporaneo rilascio di metano.

L'impianto pilota fornirà informazioni sulla riserva di carbone, incluso la capacità di assorbimento/rilascio dei gas, le variazioni di permeabilità e le capacità di stoccaggio della CO₂.

Pur essendo ogni giacimento di carbone caratterizzato da una proprio comportamento al fenomeno, le conoscenze maturate nel corso del progetto possono avere facile applicazione anche in altre miniere per lo stoccaggio di CO₂ con contemporanea produzione di metano. Le attività di ricerca non prevedono lo studio di tecnologie di cattura della CO₂, ma un'analisi delle fonti di produzione della CO₂ nell'area investigata al fine di produrre un'analisi economica e il dimensionamento di una possibile soluzione commerciale dell'impianto in larga scala.

La base di partenza del progetto è il *background* maturato nel corso del progetto ECBM, Alberta (Canada), identificando i limiti, i costi ed i benefici di tali applicazioni alle miniere di Qinshui, ed altre miniere in Cina.

ENCAP

Il progetto ENCAP è una collaborazione tra industria, università, organi istituzionali ed altri istituti di ricerca per lo sviluppo di tecnologie di cattura della CO₂ a monte del processo di combustione, includendo anche tecnologia di combustione con O₂/CO₂.

Lo scopo del progetto è di proporre la tecnologia più conveniente, lo schema di processo e la scelta della corretta tecnologia per un impianto pilota nel 2008.

Il progetto nel suo complesso è costituito da *subtasks*, a loro volta divise in pacchetti di lavoro:

SubTask 1 - Analisi di impianti di potenza;

SubTask 2 - *Pre-Combustion Decarbonisation Technologies*;

SubTask 3 - Sviluppo di caldaie alimentate da O₂/CO₂ (*oxy combustion*);

SubTask 4 - Combustione mediante *loop* chimico;

SubTask 5 - Generazione di ossigeno ad alta temperatura per impianti di potenza;

SubTask 6 - Sviluppo di processi per la cattura di CO₂ a monte del processo di combustione.

Il progetto ha avuto inizio nel marzo 2004 e terminerà nel 2009. Sono stati stanziati 22.7 milioni di euro, per larga parte forniti dall'industria (22 milioni).

Tra i 29 partner del progetto, 16 sono industrie interessate allo sviluppo tecnologico.

Sperimentazione di stoccaggio geologico di CO₂ a In Salah, Algeria

L'attività di sperimentazione è condotta da una *joint venture* tra Sonatrach BP e Statoil. Diversi giacimenti di gas naturale in Algeria contengono fino al 10% di CO₂. Questa è separata dal gas e iniettata in un deposito carbonifero sotto lo strato sabbioso, ad una profondità di circa 1800 metri. Si stima di immagazzinare circa un milione di tonnellate di CO₂ ogni anno.

Il progetto è la dimostrazione di un impianto di scala industriale per lo stoccaggio geologico di CO₂, ed è il primo progetto su scala industriale che prevede la cattura di CO₂ in depositi di gas naturale.

I principali obiettivi del progetto sono:

- dimostrare agli azionisti la possibilità di stoccaggio geologico di CO₂ come via di riduzione delle emissioni di gas serra;
- dare prova della fattibilità sia tecnologica sia economica del processo;
- fornire linee guida per lo sviluppo di normative e verifiche di depositi geologici di CO₂;
- sviluppare procedure e *dataset* di riferimento per la determinazione dell'efficienza di depositi geologici di CO₂ a lungo termine;
- sviluppare metodologie per il monitoraggio di tali depositi;
- quantificare l'influenza della CO₂ sull'estrazione degli idrocarburi dai giacimenti, per l'importanza strategica dello stoccaggio della CO₂ in giacimenti di gas e olio.

La durata prevista del progetto è di 5 anni, con un costo complessivo di 30 milioni di dollari.

Regional Carbon Sequestration Partnership

Iniziato nel 2003, rappresenta un progetto di collaborazione tra industria e comunità scientifica con lo scopo di individuare le migliori tecnologie per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ negli Stati Uniti e nel Canada. Sette organizzazioni sono state selezionate e finanziate dagli Stati Uniti.

Il Department of Energy (DOE), Office of Fossil Energy, coordina le attività tra 40 Stati, 4 Province del Canada e 3 Nazioni americane. La collaborazione investe 240 organizzazioni americane e 6 dei Paesi del CSLF.

Nel corso della prima fase del progetto è stata identificata una capacità complessiva di 600 Gt per lo stoccaggio di CO₂ in formazioni geologiche dei Paesi promotori dell'iniziativa: una capacità in grado di sopperire alle emissioni di CO₂ delle nazioni coinvolte per diversi secoli. I depositi geologici in questione includono depositi salini, giacimenti di petrolio e gas esausti, miniere di carbone, e formazioni geologiche basaltiche.

Nel corso della Fase due del progetto dovrebbero essere individuati ulteriori depositi.

La collaborazione è prevista sino al 2009, nel corso della quale tra i principali obiettivi è l'attività di sperimentazione sulle tecnologie di stoccaggio e sullo sviluppo delle infrastrutture necessarie all'interno delle regioni degli Stati Uniti.

Al termine della Fase I sono stati individuati 25 possibili progetti, tra i quali:

- 4 progetti di stoccaggio in saline con estrazione di olio combustibile;
- 6 campagne di test per il sequestro in riserve saline;
- 6 progetti per il sequestro in miniere di carbone con contemporanea estrazione di metano;
- 8 progetti di cattura in giacimenti petroliferi con contemporanea estrazione di petrolio;
- 1 progetto di sequestro in giacimenti di gas naturale con estrazione del gas stesso.

Tutti i progetti prevedono attività di monitoraggio, campagne rilievi e verifiche per lo sviluppo di opportuni protocolli per lo stoccaggio della CO₂. Al termine del progetto le migliori tecnologie saranno state individuate e classificate.

Nello stesso tempo sarà valutata la capacità di stoccaggio di ogni nazione coinvolta nel progetto.

Un importante scopo del progetto è quello di sensibilizzare la società al problema del sequestro della CO₂, attraendo investimenti anche dai privati, ed indicando le linee guida per futuri sviluppi.

Nel corso della seconda fase del progetto saranno individuate le tecnologie più promettenti per un'applicazione su larga scala. Questo prevede, oltre che la descrizione dettagliata della tecnologia, anche linee guida per il corretto monitoraggio degli impianti, la loro corretta gestione e il loro interfacciamento con la società civile.

Regional Opportunities for CO₂ Capture and Storage in China

Il progetto è finalizzato ad individuare le potenzialità tecniche ed economiche per la cattura e lo stoccaggio di CO₂ in Cina.

Un *team* internazionale individuerà le principali sorgenti non naturali di CO₂, inclusi impianti di potenza, acciaierie, cementifici e raffinerie, e i potenziali depositi dislocati nella regione.

A tal fine sarà applicata una metodologia, sviluppata nel corso del IEA Greenhouse Gas R&D Programme, per l'individuazione della produzione di CO₂ nel territorio cinese, e il costo e lo sviluppo delle infrastrutture necessarie per la cattura della stessa. Scopo finale del progetto è fornire una caratterizzazione tecnico-economica del processo di cattura e stoccaggio della CO₂ in Cina, e di valutare il contributo del sequestro geologico per la riduzione delle emissioni di gas serra.

Coordinatore del progetto è il Centro per l'energia e l'ambiente cinese (*US/China Energy and Environmental Technology Center* (EETC)). Al momento sono in corso attività preliminari, quali la raccolta di dati e una mappatura dei potenziali siti di stoccaggio geologico distribuiti sul territorio.

Il progetto è stato già parzialmente finanziato.

L'Italia ha ufficialmente presentato due nuovi progetti, di seguito sintetizzati, che verranno analizzati da una apposita commissione e sottoposti ad approvazione nella prossima riunione che si terrà in India nell'aprile 2006.

Sviluppo di tecnologie per la produzione ed il trattamento di syngas da carbone, finalizzato alla produzione di idrogeno

L'attività di ricerca prevede la progettazione e la realizzazione di un impianto pilota sul quale è prevista una serie di attività sperimentali. L'impianto è finalizzato alla produzione di idrogeno da carbone, con particolare riferimento al carbone del Sulcis. La realizzazione dell'impianto è prevista nello stabilimento della Sotacarbo, a Carbonia, in Sardegna.

Partner del progetto sono Sotacarbo, Ansaldo Ricerche, ENEA, e Università di Cagliari.

L'impianto è caratterizzato da un processo di gassificazione del carbone, basato su un gassificatore a letto fisso alimentato da ossigeno, due sezioni di *gas cleaning* per la rimozione dello zolfo e della CO₂ prodotta, e da un reattore di *shift*. L'impianto di gassificazione è previsto essere collegato sia con un motore termico sia con celle a combustibile.

Obiettivo del progetto è quello di individuare vie per la produzione di idrogeno a partire da combustibile di bassa qualità come il carbone del Sulcis. Il progetto è stato finanziato con circa 11 milioni di euro, ed è previsto terminare entro il 2008.

ZECOMIX: Co-produzione di idrogeno e potenza elettrica con zero emissioni di CO₂

Il progetto ZECOMIX (Zero Emission Coal MIXed technology) è stato promosso dall'ENEA nell'ambito del piano energetico politico nazionale sull'idrogeno. Lo scopo è di studiare, integrare e promuovere tecnologie innovative per la gassificazione del carbone, per il *gas cleaning* e per la produzione di potenza, sviluppando cicli innovativi ad alta efficienza (figura 6.1.2). Partecipano Ansaldo Ricerche e svariate Università. Il progetto, della durata di tre anni, terminerà nel 2008.

L'idea del progetto si basa sulla gassificazione del carbone mediante tecnologie innovative di cattura della CO₂, e l'utilizzo dell'idrogeno prodotto in un impianto di potenza con combustione di vapore e fluido di processo vapore ad alta temperatura.

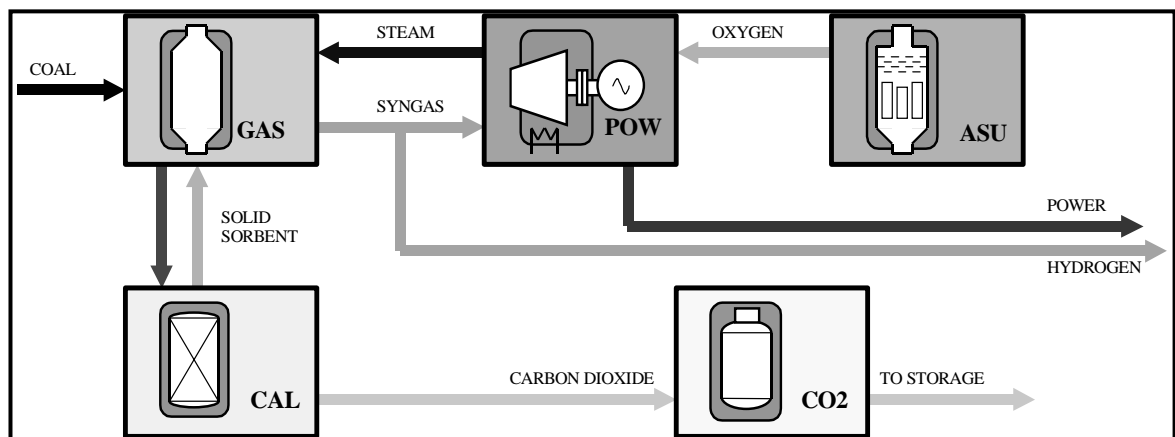
L'impianto è sostanzialmente diviso in due sezioni:

ZEC (Zero Emission Coal gasification): è l'isola di gassificazione, composta da diversi componenti, tra cui di maggiore interesse il carbonatatore, finalizzato al contemporaneo processo di *reforming* e cattura della CO₂. Il vettore utilizzato per la cattura di CO₂ è l'ossido di calcio. Questo è rigenerato in continuo nel reattore di calcinazione. *Output* dell'isola sono un flusso di syngas (idrogeno e vapore), e un flusso puro di CO₂.

Due differenti tecnologie di gassificazione sono studiate nel corso del progetto: la prima è una gassificazione convenzionale a letto fluido, la seconda si basa sul più innovativo processo di idrogassificazione.

ZECOTECH (Zero Emission COMbustion TECnology using Hydrogen): è la sezione di produzione di potenza dell'impianto. Si basa su un processo di combustione dell'idrogeno con ossigeno e vapore. Il fluido di lavoro dell'impianto è vapore ad alta temperatura che è impiegato in una sorta d'impianto combinato. Le alte temperature raggiunte dal processo e il particolare fluido di lavoro consentono di raggiungere alti livelli di efficienza. La combustione di H₂ con O₂ sarà condotta nell'ambito di un progetto parallelo (IDEA).

Figura 6.1.2 - Schema a blocchi dell'impianto ZECOMIX



Nella prima fase del progetto sono stati condotti studi approfonditi ed analisi di sensibilità finalizzate alla scelta dei processi e la determinazione dei parametri operativi corretti per la scelta della configurazione ottimale dell'impianto. La seconda fase del progetto prevede la realizzazione di una piattaforma sperimentale, finalizzata a dimostrare e validare la reale fattibilità tecnologica dell'impianto e la bontà dei risultati ottenuti nel corso dell'analisi preliminare.

La tecnologia proposta è più conveniente dei moderni impianti IGCC con cattura della CO₂.

L'iniziativa CSLF, promossa come già detto dagli Stati Uniti, intende offrire una sede opportuna per finalizzare e concentrare gli sforzi a livello internazionale sulla tematica della cattura dell'anidride carbonica – in processi per la generazione di energia elettrica e idrogeno – e del suo confinamento definitivo che può essere attuato mediante svariate soluzioni allo studio; essa vuole rappresentare la volontà americana di impegnarsi nel settore del cambiamento climatico, nonostante il proprio rifiuto di sottoscrivere il Protocollo di Kyoto. I Paesi invitati ad aderire hanno dimostrato di aver già avviato attività nel settore e di avere capacità e risorse necessarie per contribuire al successo dell'iniziativa.

Il CSLF appare come una risposta concreta alla esigenza mondiale di "fare qualcosa" contro il cambiamento climatico, in particolare di sviluppare tecnologie che rendano compatibile l'impiego

dei combustibili fossili con tale sfida. Ne trarrebbe indiscusso beneficio l'uso del carbone, il cui impiego viene limitato a causa dei problemi ambientali.

Il Ministero delle Attività Produttive ha costituito un Gruppo di coordinamento della partecipazione italiana al CSLF, al quale hanno aderito rappresentanti di: ENEA, ENEL, Eni Tecnologie, Ansaldo, CESI, Sotacarbo, Carbosulcis, Assocarboni, Istituto Nazionale di Vulcanologia (INGV), Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica Sperimentale (OGS), Edison, Foster Wheeler, Assoelettrica e CSM. L'obiettivo è quello di esprimere un'offerta italiana qualificata di progetti di *carbon sequestration* da condividere con gli altri Paesi coinvolti nell'accordo. I lavori del Gruppo si sono focalizzati fino a questo momento sulla necessità di dotare l'Italia di una mappatura geologica in grado di definire il potenziale di *carbon sequestration* del Paese e successivamente di definire un progetto dimostrativo congruente con tale potenziale.

B) ACCORDO DI COOPERAZIONE SCIENTIFICA E TECNOLOGICA ITALIA-STATI UNITI

Già nell'aprile 1988 era stato firmato un Accordo fra il Governo italiano (Ministero degli Affari Esteri) e quello degli Stati Uniti d'America (Dipartimento di Stato) per la collaborazione scientifica e tecnologica, più volte reiterato con cadenza triennale (nel giugno 2003 è stato rivisto l'ultimo Accordo).

Le tematiche di comune prioritario interesse previste dall'Accordo sono: Energia e Ambiente, Salute, Spazio, Scienze di Base. In questo quadro, le tematiche energetiche considerate nello specifico Accordo fra il MAP e il Dipartimento dell'Energia (DOE) statunitense riguardano:

- 1) *Clean coal technology and advanced power systems;*
- 2) *Renewable energy technologies: geo-thermal, photovoltaic, biomass;*
- 3) *Energy efficiency - alternative fuels, fuel cells;*
- 4) *Intelligent transportation. Systems, telematics;*
- 5) *Electric and hybrid vehicles technologies;*
- 6) *Nuclear energy and wastes.*

MAP e DOE hanno inoltre confermato l'impegno comune per lo sviluppo delle tecnologie che consentono un utilizzo sempre più pulito del carbone. Tale impegno era stato già confermato in occasione dell'adesione dell'Italia al "Carbon Sequestration Leadership Forum", nel quadro delle azioni per contrastare il cambiamento climatico.

Le suddette iniziative comuni per il carbone pulito, la cattura ed il confinamento della CO₂, rientrano a pieno titolo nelle strategie tese a ridurre il livello dei gas serra responsabili del cambiamento climatico ed a favorire lo sviluppo di tecnologie energetiche avanzate e produzioni elettriche competitive.

C) ACCORDO DI COLLABORAZIONE ITALIA-STATI UNITI SU "SCIENZA E TECNOLOGIA DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI"

Nell'ambito della cooperazione bilaterale Italia-Stati Uniti sui cambiamenti climatici è stato avviato un primo gruppo di progetti, cofinanziati sia da parte italiana (Ministero dell'Ambiente) che da parte degli Stati Uniti (NSF, DOE, EPA, NOAA), in vari settori, tra cui alcuni di forte valenza energetica, quali:

- Tecnologie a bassa emissione
 - ✓ *Solar energy, Geothermal energy, Wind;*
 - ✓ *Bioenergy;*
 - ✓ *Clean fossil fuel energy;*

- ✓ *Carbon sequestration;*
- ✓ *Advanced power systems,*
- Tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile
 - ✓ *Hydrogen infrastructures;*
 - ✓ *Fuel cells.*

Il contributo italiano sulle linee B e C sarà sostenuto in particolare dai programmi cofinanziati con circa 90 M€ a valere sul Fondo integrativo speciale della ricerca (FISR) gestito anche dal MIUR e dal MATT.

6.1.2 Le tecnologie di utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili

6.1.2.1 Il fotovoltaico

La tecnologia fotovoltaica

Nel panorama delle fonti rinnovabili il solare fotovoltaico si distingue per la semplicità del sistema di conversione energetica (peraltro, completamente modulare), il basso impatto ambientale e la richiesta di manutenzione molto contenuta. La tecnologia fotovoltaica, infatti, è caratterizzata da un processo di conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica, che avviene interamente all'interno della cella solare (o, più in generale, dispositivo fotovoltaico). Un numero limitato di celle (elettricamente collegate tra loro e protette, mediante un apposito "contenitore", dagli agenti meccanici e atmosferici) costituisce il modulo, l'unità elementare di un impianto di produzione, la cui potenza nominale può quindi variare in un intervallo molto esteso (da qualche centinaio di W a decine di MW).

Gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica si distinguono, sia per uso finale dell'energia prodotta (alimentazione di utenze isolate o immissione dell'energia nella rete elettrica), sia per modalità di "raccolta" dell'energia solare che raggiunge il nostro pianeta ("fotovoltaico piano fisso", tipicamente privo di dispositivi ottici preposti alla concentrazione della radiazione incidente, e "fotovoltaico a concentrazione", sempre abbinato ad apparati di movimentazione per "l'inseguimento del sole").

La tecnologia fotovoltaica è relativamente giovane e alquanto costosa; essa risale alla fine degli anni cinquanta nell'ambito dei programmi spaziali, per i quali era necessario disporre di una fonte di energia affidabile e inesauribile, e solo a seguito della prima crisi petrolifera viene impiegata anche nel settore delle applicazioni terrestri. Ciononostante, grazie anche alle sue peculiarità, risolve efficacemente i problemi di elettrificazione delle utenze isolate (tipicamente quelle lontane dalla rete e quelle nei Paesi in via di sviluppo). Dopo un primo periodo di sperimentazione (mediante la realizzazione e l'esercizio di impianti con potenze nominali prevalentemente comprese tra le centinaia e le migliaia di kW), si è sempre più affermato l'impiego del fotovoltaico per la generazione distribuita di energia, sia attraverso l'integrazione dei sistemi nel settore residenziale, dei servizi e dell'arredo urbano ("building integration"), sia attraverso l'installazione di piccole centrali (da 1 MW tipicamente) installate al suolo.

Al di là di quelle che possono essere le numerose varianti (molte delle quali ancora allo studio o in fase di messa a punto presso i laboratori di ricerca e sviluppo) sui singoli passi di processo per la realizzazione dei diversi tipi di dispositivi fotovoltaici, in termini di produzione commerciale sono oggi di fatto disponibili due tecnologie: la prima, basata sul silicio cristallino (mono- e multi-cristallino), e la seconda basata sui film sottili (tra i quali il silicio amorfo). 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, parzialmente, quelli basati su celle a film sottile policristallino. La causa di ciò è da ricercarsi, nel caso dei moduli al silicio amorfo, nelle limitate efficienze di conversione della luce

solare in energia elettrica (5-7%) e, negli altri casi, nell'effettiva difficoltà di reperire in commercio moduli differenti da quelli a base di silicio cristallino e di silicio amorfo.

Ricerca e sviluppo

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, in genere, compresa tra il 13% e il 18%, mentre per i moduli al silicio amorfo essa varia tipicamente tra il 5% e il 9% (il valore più elevato riguarda, in generale, i dispositivi multigiunzione); circa i costi, oggi il dispositivo si aggira sui 3,5 €/W_p, mentre il costo d'investimento dell'intero impianto chiavi in mano varia tra 6.000 e 7.000 €/kW_p.

La ricerca nazionale nel settore fotovoltaico è essenzialmente concentrata, quindi, sulle tecnologie di fabbricazione dei dispositivi e, in misura minore, sui materiali; essa, inoltre, si distingue fortemente per settore di applicazione: mentre per gli usi spaziali l'attenzione prevalente è sull'efficienza di conversione, sul peso, sulle dimensioni e sull'affidabilità della cella (che deve lavorare in condizioni ambientali estreme), per il settore terrestre si punta prioritariamente alla riduzione del costo dell'energia prodotta. Fra le attività di ricerca per le applicazioni spaziali (la cui descrizione è rinviata ad altra sede), figurano le tecnologie per la realizzazione di dispositivi a multigiunzione ad altissima efficienza (tipicamente InGaP/GaAs/Ge, con efficienze dell'ordine del 35%), i quali possono anche essere utilizzati per applicazioni terrestri negli impianti fotovoltaici a concentrazione.

Per quanto riguarda il fotovoltaico per gli usi terrestri, le attività di ricerca e sviluppo riguardano quattro principali temi: silicio cristallino (nel medio termine), film sottili e i dispositivi a bassissimo costo (nel lungo termine) e, in un futuro meno prossimo, i dispositivi ad altissima efficienza (cioè, prossima al limite termodinamico di conversione della radiazione solare in energia elettrica).

La tecnologia del silicio cristallino, sebbene sia fra tutte quella più matura e la meno promettente al contempo, gode ancora di molta attenzione da parte dei ricercatori, sia perché è, di fatto, la più diffusa, sia perché ancora passibile di una limitata riduzione dei costi di produzione. Più precisamente, si mira, in fabbrica, all'uso di fette di silicio più sottili (sotto i 200 μm) e di dimensioni maggiori (sopra i 12,5 x 12,5 cm²) nonché all'introduzione di processi sperimentati con successo in laboratorio, come la tecnologia a base serigrafica e trattamento superficiale al nitrato di silicio e la tecnica dei contatti sepolti e dell'emitter selettivo; inoltre, una certa rilevanza è attribuita ai materiali e alle tecnologie per l'incapsulamento del modulo, anch'essi cruciali per abbattere i costi. Parte di queste attività vengono svolte presso l'ENEA, in collaborazione con Eni Tecnologie: esse riguardano l'industrializzazione di processi di laboratorio per celle di grande area (150 cm²), a basso costo ed alta efficienza ($\eta > 17\%$).

Relativamente ai film sottili, l'attenzione della ricerca è in massima parte rivolta al silicio amorfo (anche su substrati flessibili): ricerca di base e ricerca industriale sono entrambe coinvolte nello sviluppo di questa tecnologia. In particolare diversi laboratori di ricerca lavorano per migliorare l'efficienza di conversione delle celle solari su piccola area mentre la ricerca industriale punta a effettuare lo *scale-up* della tecnologia sulla larga area. Silicio amorfo a parte, 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: un'efficienza del 10,5% è stata raggiunta con moduli da 0,13 m² di produzione industriale. 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. Il mondo della ricerca

guarda con attenzione anche il 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. In questo campo, viene condotta presso ENEA un'attività di ricerca e sviluppo di tecnologie di preparazione dei film sottili per realizzare moduli fotovoltaici di grande area, con buona efficienza stabile ($\eta > 8\%$) su substrati economici, anche flessibili (progetto TEFIS del MIUR). Altre attività di ricerca sui film sottili policristallini sono prevalentemente concentrate presso l'Università di Parma per la crescita mediante *sputtering*, su larga area, di strati di film sottili policristallini per realizzare celle di $\text{CuInGaSe}_2/\text{CdS}$ con l'obiettivo di celle d'efficienza superiore al 12% nonché l'ingegnerizzazione del processo di realizzazione di celle solari a base di CdTe/CdS .

Esistono anche approcci ibridi per la realizzazione di celle di silicio cristallino di alta efficienza, ove la giunzione viene realizzata a bassa temperatura con delle tecniche mutuata dalla tecnologia del film sottile di silicio. Lo sviluppo di moduli a eterogiunzione di silicio amorfo su silicio cristallino (con $\eta_{\text{cella}} > 15\%$), realizzati mediante processi interamente automatizzati, affidabili e a bassa temperatura, costituisce uno specifico tema sul quale, attraverso collaborazioni nell'ambito di progetti comunitari, è presente anche l'ENEA.

Per quanto riguarda le celle a bassissimo costo (inferiore a 1 €W_p , contro i circa $3,5 \text{ €W}_p$ dell'attuale mercato), 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), i cui valori di efficienza conversione (attualmente compresa tra il 3% e il 5%) e stabilità nel tempo (stimata non superiore a qualche anno, nelle migliori delle ipotesi) sono in aumento. Indicazioni alquanto attraenti provengono anche dalla tecnologia dell'ossido di rame (Cu_2O), sulla quale è impegnato anche l'ENEA: la ricerca su queste celle non è mai stata particolarmente intensa e l'efficienza massima finora ottenuta è solo dell'1,6%, nonostante dovrebbe essere possibile realizzare dispositivi con minori problemi di stabilità rispetto alle tecnologie concorrenti (silicio amorfo, celle organiche o *dye sensitized*), con efficienze superiori al 10% e costo dell'ordine di $0,2 \text{ €W}_p$.

In un'ottica decisamente più lontana, sono inquadrati le attività esplorative su nuovi materiali e strutture del dispositivo per l'altissima efficienza ($\eta > 40\%$), recentemente avviate presso i principali centri di ricerca. Gli approcci e le strade intraprese sono alquanto diversi tra loro e tutti, per il momento, ad elevato rischio: è attualmente in corso, presso l'ENEA, una valutazione per individuare la strada da percorrere, tenendo anche conto di competenze e infrastrutture di ricerca disponibili presso i laboratori dell'Ente.

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" che, rispetto a quello "piano fisso", presenta vari aspetti da approfondire: la struttura di cella è più sofisticata (per poter ottenere alti valori di efficienza in presenza di una maggiore radiazione solare incidente), il modulo che ospita le celle presenta una maggiore complessità, dovuta alla numerosità dei componenti da assemblare e ai problemi di tenuta e di smaltimento del calore e, infine, l'eliostato, il sistema di supporto dei moduli capace di "puntare" costantemente il sole. Anche in Italia vengono condotte attività in questo specifico settore, sia di ricerca e sviluppo, sia di sperimentazione sul campo e dimostrazione (ENEA, Progetto PhoCUS).

6.1.2.2 L'eolico

La tecnologia eolica

L'energia del vento, così come il calore del sole, hanno costituito le risorse più tradizionali e antiche, delle quali l'uomo si è avvalso nel suo percorso di sviluppo, fino ai giorni nostri. Il principio generale di funzionamento di un aerogeneratore, sino alla trasformazione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica, è lo stesso utilizzato sapientemente dai nostri predecessori: captazione delle masse d'aria in movimento per mezzo di una parte rotante, il rotore, costituito da un numero variabile di pale, oggi giorno nella grande maggioranza dei casi tre, e trasferimento

dell'energia di rotazione dal rotore all'albero di trasmissione, elemento dal quale ha inizio la profonda differenza tra antico e moderno. Infatti, se nei tempi passati dall'albero di trasmissione si trasferiva direttamente l'energia meccanica ai dispositivi rudimentali di allora, che si presentavano sotto forma di macine o di pompe, ora il passaggio contempla l'ulteriore trasformazione in energia elettrica, che viene o immessa in rete (di distribuzione o di trasmissione), o impiegata nelle immediate vicinanze del sito presso il quale essa viene generata.

A decorrere dagli ultimi 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 50.000 MW, corrispondente a un investimento di oltre 50 miliardi di euro e a una produzione di oltre 100 TWh, con una presenza europea superiore 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 a due fattori principali: affidabilità molto elevata, sia degli aerogeneratori che dell'intero sistema di generazione elettrica e costi abbordabili. Più precisamente, il costo dell'energia prodotta si è ridotto di un ordine di grandezza in venticinque anni, avvicinandosi sempre più alla competitività con quelli delle fonti tradizionali.

Un altro aspetto, che probabilmente consentirà di mantenere elevato il tasso di sviluppo dell'energia eolica anche negli anni a venire, deriva dall'entità delle applicazioni prevedibili, sia nei Paesi emergenti, sia in ambito marino (tecnologia eolica *offshore*); una sensibile e imminente crescita di queste installazioni, infatti, è attesa soprattutto in quelle nazioni che già dispongono di una notevole concentrazione di centrali eoliche su terraferma (tecnologia eolica *on-shore*), come Germania e Danimarca, oltre al Regno Unito che ha un obiettivo molto ambizioso proprio in relazione all'eolico *offshore*. Altre nuove applicazioni dell'energia eolica, oltre alle tecnologie *offshore*, riguardano la depurazione, dissalazione e movimentazione di acqua, lo sviluppo di sistemi che permettano l'uso sinergico della fonte eolica con quella idroelettrica e, inoltre, la produzione di idrogeno.

L'Italia nel mercato eolico ha una collocazione di un certo rilievo, con circa 1.700 MW al 2005, occupando per potenza installata il quarto posto in Europa e il sesto 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 (660-850 kW) e vi sono alcune società affermate, anche a livello internazionale, che forniscono prestazioni e prodotti (torri, mozzi, riduttori, trasformatori, macchinari, cavi e quant'altro) ai costruttori più importanti.

Tecnologia eolica *offshore*

Nel corso del triennio 2003-2005 si è registrato un impulso notevole nello sviluppo della tecnologia eolica *offshore*, manifestatosi con la realizzazione e l'avviamento in Danimarca di tre centrali, per una capacità complessiva di circa 340 MW, corrispondente a più del 50% del totale mondiale. Nello stesso periodo, il Regno Unito ha avviato l'installazione di un insieme di aerogeneratori da 2-3 MW, per una potenza complessiva di 210 MW. Attualmente l'aerogeneratore di maggiore potenza prodotto a livello commerciale ha una potenza di 3,6 MW, un diametro del rotore pari a 104 m e l'altezza della torre variabile; successivamente alla sua sperimentazione in un impianto dimostrativo in Spagna, figura oggi, con altre sei unità, al largo della costa irlandese.

L'installazione di turbine eoliche *offshore* presenta alcuni vantaggi rispetto all'opzione *on-shore*. Ad esempio, lo sviluppo di turbine di dimensioni sempre maggiori può determinare negli impianti problemi di trasporto, di carattere infrastrutturale e d'impatto visivo che sono mitigati ad

una certa distanza dalla costa. Allo stesso modo, la riduzione del rumore emesso richiede una minore attenzione che, per questo aspetto, non introduce ulteriori costi aggiuntivi. Inoltre, a differenza di quanto avviene per gli impianti tradizionali, che vedono la loro migliore collocazione in aree marginali, generalmente con problemi di connessione alla rete, la localizzazione degli impianti *offshore* può avvenire in prossimità di aree industrializzate, limitando le dispersioni nella trasmissione elettrica. Un esempio applicativo in questo senso è rappresentato da due impianti realizzati in Danimarca, nell'area portuale di Copenhagen. Gli aspetti negativi riguardano soprattutto gli investimenti necessari per fronteggiare i più alti costi di realizzazione e la difficoltà di raggiungere le turbine in mare aperto (con oneri maggiori per la loro manutenzione, quindi). La severità delle condizioni ambientali, inoltre, comporta problemi connessi alla corrosione marina, a sforzi e sollecitazioni a cui gli impianti sono sottoposti dal moto ondoso e all'eventuale formazione di ghiaccio. Le fondazioni degli aerogeneratori in ambiente marino, a differenza di quanto avviene sulla terraferma, implicano scelte progettuali impegnative riguardo la tipologia e le modalità di messa in opera; inoltre, per tali ragioni, i costi presentano un'incidenza percentuale notevole. Attualmente l'opzione tecnologica preferita è la fondazione monopila o monopalo che, nella stragrande maggioranza delle installazioni è stata inserita in fondo sabbioso.

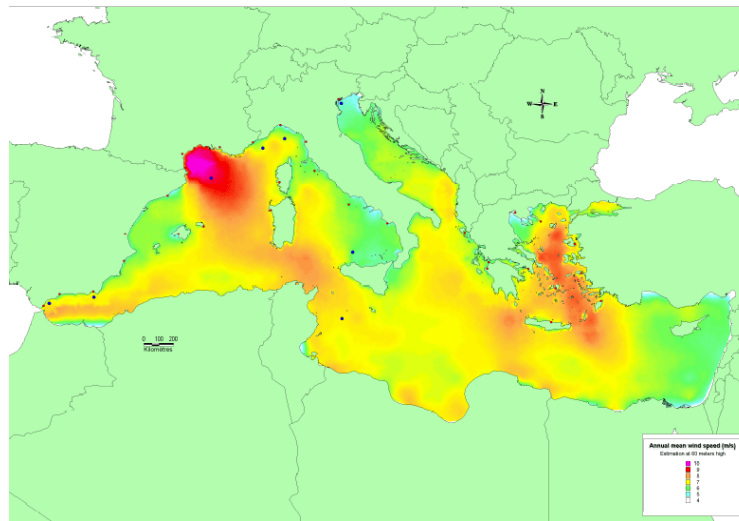
Le centrali eoliche sinora realizzate sono collocate in acque poco profonde, non più di 20 m, ma per poter contare su un maggior potenziale, per l'impiego nei Paesi caratterizzati da coste alte, per ridurre gli effetti ambientali e per un miglior abbinamento domanda-offerta di energia, si sta prendendo in seria considerazione anche l'applicazione di questa tecnologia in acque profonde. Si è quindi in presenza di una sfida tecnologica aggiuntiva, che vede un impegno crescente soprattutto da parte di Stati Uniti e Giappone, seguiti dalla Norvegia, e con un possibile coinvolgimento entro breve da parte di altri Paesi caratterizzati dalla difficoltà di coniugare la risorsa eolica con acque poco profonde come: Spagna, Irlanda, Italia, Portogallo e Gran Bretagna. La zona individuata come "acque basse" riguarda le profondità sino a 30 m, la "zona di transizione" riguarda profondità da 30 m a 50 m, infine, la zona "acque profonde" riguarda profondità oltre i 50 m. Un'esperienza che può essere utilizzata nello sviluppo della tecnologia eolica in acque profonde è stata acquisita dall'industria del petrolio e del gas nella costruzione ed esercizio delle piattaforme marine. Un esempio di riutilizzo di tali piattaforme *off-shore* riguarda una piattaforma ubicata a 22 km dalla costa siciliana, in corrispondenza di una profondità di 120 m; lo studio di pre-fattibilità ha considerato l'installazione di un aerogeneratore da 4,5 MW, mediante l'impiego di mezzi navali e di sollevamento, in parte già presenti sulla stessa piattaforma.

L'energia eolica *offshore* ha raggiunto il pieno sviluppo nel Mare del Nord ed è in fase di studio la sua adozione, con l'impiego di identiche o addirittura migliori tecnologie, anche nei Paesi meridionali dell'Unione Europea. Nell'ambito di un recente progetto della Commissione Europea (NOSTRUM), al quale ha partecipato anche l'ENEA, sono state indagate le potenzialità dell'eolico *offshore* nel Mediterraneo ed è stata prodotta una mappa del vento², utilizzando il codice WAsP.

Con riferimento al caso italiano, la potenzialità eolica lungo le coste va valutata con specifici approfondimenti sui fattori antropici e socio-economici che possono influenzare positivamente o meno la scelta dell'uso della risorsa, come gli aspetti naturalistici e di tutela del paesaggio, il turismo, la pesca, le infrastrutture, i limiti imposti da motivi di difesa e gli aspetti legislativi.

² Rif. Progetto UE ALTENER NOSTRUM – Mappa del vento. Espace Eolienne Devellopment (Francia)

Mappa del vento nel Mediterraneo



Ricerca e sviluppo

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.

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 potenza. 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 un aerogeneratore (da 3 MW), la cui potenza è aumentata del 50% e il cui peso complessivo è diminuito di circa il 13% rispetto al precedente modello. In questo caso particolare, si è agito sul *design* della pala che è stato ottimizzato proprio con l'impiego della fibra di carbonio, più resistente e leggera della fibra di vetro e sulla costruzione dello *spar*, la parte strutturale; più precisamente sono state effettuate modifiche sostanziali sulla torre, le quali hanno avuto come risultato finale un manufatto più leggero e resistente, con una riduzione dei carichi a fatica e estremi, e una migliore resistenza complessiva, per mezzo di un acciaio di ottime qualità meccaniche e l'utilizzo di supporti magnetici al posto di staffe saldate.

Un'attività di ricerca, seguita con particolare interesse negli Stati Uniti, riguarda lo sviluppo di aerogeneratori multimegawatt, allo scopo di ridurre ulteriormente i costi dell'energia. Nuovi progetti riguardano la segmentazione delle pale, con l'impiego di materiali innovativi per facilitare il loro trasporto e ridurre il livello di rumore, l'utilizzo di generatori multipli e di sistemi di controllo innovativi, così come la progettazione di una torre auto-installante e di un rotore a

diametro variabile, per prestazioni superiori in aree caratterizzate da venti di media-bassa intensità. Le attività mirano anche, sia allo sviluppo di dispositivi più efficienti e innovativi, sia alla riduzione dei pesi dei singoli sistemi, sottosistemi e componenti, 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.

6.1.2.3 La biomassa

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.

Fra le fonti rinnovabili di energia, la biomassa rappresenta in Italia la più consistente, ma anche la più difficile da utilizzare. Le difficoltà derivano dall'ampiezza e dall'articolazione dei problemi facenti capo alle varie "filiera" e riguardano la gestione dei materiali, gli usi finali, le tecnologie, l'impatto socio-economico, l'articolazione dei sistemi, le normative e altre ancora. Ne consegue, in definitiva, che nonostante l'elevata potenzialità della biomassa (che risulta non inferiore ai 21-23 Mtep), essa attualmente copre solo il 2,5% circa del fabbisogno energetico nazionale, valore ben al di sotto della media europea.

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 da liquami e, infine, 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, sono sostanzialmente tre le tecniche già mature per la valorizzazione energetica della biomassa:

- combustione diretta;
- trasformazione in biocombustibili liquidi (biodiesel da specie oleaginose e bioetanolo da specie zuccherine e amidacee);
- produzione di biogas da fermentazione anaerobica di reflui zootecnici, civili o agroindustriali.

Oltre alla combustione diretta, la tecnologia più vicina alla fase di pre-industrializzazione è la gassificazione, mentre altri processi di conversione un po' più distanti dall'applicazione industriale sono la pirolisi e la produzione di bioetanolo da biomassa lignocellulosiche ed è su queste ultime attività che è maggiormente impegnata la ricerca a livello nazionale e mondiale.

Combustione

La combustione diretta di biomassa, in Italia, viene impiegata quasi esclusivamente per la produzione di energia elettrica tramite impianti la cui potenza media si attesta intorno ai 10 MW,

con rendimento elettrico del 20-25% e consumi specifici di biomassa di circa 1 kg/kWh. In zone caratterizzate da climi rigidi (come l'Alto Adige, il Trentino, il Piemonte e la Lombardia), il teleriscaldamento costituisce un'interessante esempio di valorizzazione della biomassa. In entrambe le applicazioni, le dimensioni di impianto sono spesso legate alla disponibilità di biomassa in loco, fattore che attualmente costituisce l'elemento più critico per la diffusione di tale fonte in Italia.

Per la produzione d'energia termica in impianti distribuiti, tipicamente nel settore residenziale, è sempre più diffuso come combustibile il pellet da biomassa, in quanto consente di essere trattato con gli stessi sistemi automatizzati di movimentazione che vengono normalmente impiegati per i combustibili liquidi, ottenendo rendimenti confrontabili con le convenzionali caldaie a combustibili fossili.

Una recente applicazione finalizzata alla produzione di energia elettrica consiste nell'utilizzo di olio vegetale tal quale in motori a combustione interna, quindi, prima dell'esterificazione, normalmente utilizzata per la produzione di biodiesel. Ciò permette di disporre di combustibili a costi più competitivi rispetto a quelli del biodiesel, per cui si hanno minori costi di investimento rispetto agli impianti a vapore ma, per quanto riguarda i costi di esercizio, a fronte di una forte incidenza del combustibile si ha una minore esigenza di personale impegnato.

La ricerca sulla combustione diretta si differenzia a seconda delle dimensioni della caldaia: nel caso di grandi caldaie in *co-firing*, essa è essenzialmente finalizzata all'aumento del rendimento e allo studio dell'accoppiamento di utilizzo combustibili fossili-biomasse; mentre circa la combustione in piccole caldaie, la ricerca mira prevalentemente sia allo sviluppo di componenti completamente automatici e ad elevata efficienza, sia a soddisfare la necessità di tenere sotto controllo il particolato (soprattutto il PM10) e la qualità della biomassa di partenza.

Un altro aspetto d'interesse è la ricerca di additivi finalizzati a evitare la sinterizzazione e l'agglomerazione delle ceneri.

Gassificazione

Il processo di gassificazione consiste nella trasformazione di un combustibile solido, nel caso in esame la biomassa, in combustibile gassoso, tramite la reazione con l'ossigeno. I componenti combustibili presenti nel gas prodotto sono il monossido di carbonio (CO) e l'idrogeno (H₂), oltre a piccole quantità di idrocarburi, mentre quelli non combustibili sono l'azoto (N₂) presente nell'aria comburente, gli ossidi di azoto (NO_x) e il vapore d'acqua. Oltre alle sostanze organiche, le biomasse contengono anche sali minerali che non vengono gassificati, ma trasformati in ceneri e polveri.

La proporzione tra i vari componenti del gas prodotto varia notevolmente in funzione dei diversi tipi di gassificatore, dei diversi tipi di combustibile e del loro diverso contenuto di umidità.

I gassificatori possono essere classificati per tipologia impiantistica (conformazione del letto di combustibile e modalità dei flussi di biomassa e gas nel reattore) in: gassificatori a letto fisso, *downdraft* (o equicorrente), *updraft* (o controcorrente), *crossdraft*, gassificatori a letto fluido, letto fluido bollente, letto fluido circolante, letto fluido trascinato e doppio letto fluido. I gassificatori vengono anche suddivisi per tipologia di utenza; in questo caso si hanno:

- impianti per la sola generazione di calore;
- impianti per la co-combustione del gas in impianti di produzione già esistenti;
- impianti IGCC (Integrated Gasification and Combined Cycle);
- impianti (a letto fisso) per la produzione di energia elettrica in piccola scala;
- impianti per la produzione di gas di sintesi.

Gli impianti di gassificazione per la produzione di calore sono già disponibili in commercio. Le tecnologie più diffuse sono quella a letto fisso, *updraft*, e quella a letto fluido. La prima conta circa 10 gassificatori in esercizio da diversi anni in Finlandia e Svezia, il cui gas viene prevalentemente usato per la combustione in caldaia per teleriscaldamento, e poco meno di 20 unità operative in 4 (presto 5) continenti, gassificando 500.000 tonnellate all'anno di biomassa, per lo più bucce di riso, e il cui calore viene usato per applicazioni industriali di essiccazione o per produzione

di vapore a bassa pressione. Circa la tecnologia a letto fluido, i primi gassificatori per produzione di calore, la cui potenza era compresa tra i 15 MW_t e i 35 MW_t, furono installati a metà degli anni '80 e quattro di essi sono ancora attivi; nell'autunno 2001 un gassificatore da 40 MW_t è in funzione per la produzione di energia e il riciclaggio dell'alluminio a Varkaus, Finlandia. Meno conosciuti sono i gassificatori di piccola scala in diversi Paesi in via di sviluppo, per la produzione di calore prevalentemente per cementifici (*lime kilns*) ed essiccazione del tè.

Per quanto riguarda la co-combustione del gas da gasogeno in impianti già esistenti, esperienze con diverse fortune sono state condotte in Austria, Finlandia, Olanda, Belgio e Stati Uniti, accoppiando, nella maggior parte dei casi, il gassificatore a impianti di produzione funzionanti a polverino di carbone.

Gli impianti integrati a ciclo combinato IGCC (Integrated Gasification and Combined Cycle) sono visti oggi come l'applicazione più interessante per l'utilizzo della biomassa per la produzione di energia elettrica. Tuttavia lo sviluppo di tale tecnologia non è ancora arrivata a completa maturazione. Infatti, anche se la Commissione Europea ha visto in tale soluzione impiantistica, fin dal 1993, un notevole potenziale e l'ha finanziata, i tre principali progetti avviati (Arbre, Bioflow e Bioelettrica) hanno avuto difficoltà tecniche di vario genere e gli impianti in alcuni casi sono stati smantellati come gli impianti del consorzio Bioelettrica in Italia (impianto di Cascina da circa 10 MWe) e di Vänamo in Svezia (entrambi CFB). In altri casi, anche se la sperimentazione ha avuto successo, non è stato visto un potenziale commerciale dell'impianto a causa dei bassi costi dell'energia elettrica praticati nel Paese (impianto della Sydkraft in Svezia).

La gassificazione a letto fisso per la produzione di energia elettrica ha visto sin dai primi anni '90 numerose applicazioni di successo, soprattutto in alcuni Paesi europei, e anche recenti ricerche (sulle tecnologie di pulizia del gas o sul cracking del tar) sono state condotte a buon fine. Tuttavia, soltanto in Cina o in India si è avuto uno sviluppo commerciale importante con l'installazione di centinaia di gassificatori per la produzione di calore ed energia elettrica per piccole industrie o zone rurali. Nei Paesi OCSE il futuro successo commerciale potrebbe essere legato alla politica di incentivazione fiscale per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Allo stato attuale, nonostante le numerose installazioni e i prototipi sperimentali, ci sono solo pochi impianti che hanno raggiunto un sufficiente livello di operatività commerciale. Tra i gassificatori *downdraft* (indicati per piccole potenze fino a circa 600 kW_e) si citano gli impianti da 0,6 MW_e in Belgio, e quelli da 0,2 MW_e, da 0,1 MW_e e da 75 kW_e in Irlanda del Nord; tra gli *up-draft* si ricorda un impianto da 1,5 MW_e in Danimarca e l'impianto (in *commissioning*) dalla potenzialità di 4,5 MW_e e funzionante a sansa di olive, installato a Rossano in Italia.

Le tecnologie per la produzione di gas di sintesi con gassificatori a combustibile polverizzato (*entrained flow gasifiers*) stanno conoscendo un crescente interesse e sviluppo dopo l'introduzione della direttiva europea riguardante i biocombustibili per il settore dei trasporti. Anche la gassificazione dell'olio di pirolisi viene considerata una tecnologia alternativa per tale produzione. In Germania e nel Regno Unito sono entrati in funzione gassificatori commerciali per la produzione di gas di sintesi e un altro impianto è in progettazione nella Repubblica Ceca.

Le linee di ricerca sulla gasificazione

Numerose sono le università, gli istituti di ricerca e le industrie impegnati con diversi obiettivi nello sviluppo delle tecnologie legate alla gasificazione delle biomassa.

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. Particolare attenzione è posta sui processi di modellizzazione e di simulazione per specifiche applicazioni, sul gas *cleaning* ad alta temperatura e sulla progettazione e sperimentazioni delle *facility* per la misura degli inquinanti. In generale c'è molta attenzione verso la produzione di combustibili liquidi con applicazione nei trasporti. Sono in corso numerosi progetti su impianti di gasificazione pilota,

dimostrativi per produzione di *biocrude-oil*, *biosyn-gas*, *sunfuel*, *sundiesel* NexBtl, DME and *hydrogen production*.

Nell'ambito degli impianti a letto fisso una soluzione impiantistica innovativa è quella proposta dalla Università danese DTU che ha messo a punto un gasificatore a due stadi denominato Viking, dove viene separata la fase di pirolisi e di gasificazione vera ottenendo una produzione di gas con bassissimo contenuto di tar.

Ancora un nuovo tipo di gasogeno a letto fisso è stato sviluppato in Finlandia: il gasificatore è una combinazione delle tecnologie controcorrente ed equicorrente, accoppiando nella parte superiore del reattore un dispositivo per il *cracking* catalitico del tar. Un'altra azienda finlandese ha sviluppato un processo di cogenerazione in piccola scala usando un gasificatore *downdraft*. L'obiettivo è quello di costruire piccole unità (100-3000 kW_t) commerciabili per piccole aziende o impianti comunali. La ricerca ha riguardato soprattutto il gasificatore e l'automazione del processo.

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.

Nel campo della depurazione a secco, interessante è il progetto di una società olandese, che ha realizzato un impianto di gasificazione privo di dispositivi di depurazione umida eliminando il problema degli effluenti liquidi e facendo funzionare il motore a combustione interna con una temperatura del gas relativamente alta all'aspirazione.

Ancora, tra le tecnologie più recenti e innovative di depurazione del gas, figura la tecnologia denominata OLGA e preparata da un istituto di ricerca olandese. Tale tecnologia si basa sull'uso di un particolare olio e non dell'acqua come mezzo di rimozione del tar dal gas. I risultati ottenuti hanno dimostrato la validità della tecnologia che a questo punto si dimostra pronta per essere commercializzata.

A livello nazionale l'ENEA è impegnato su più fronti:

- sviluppo di dispositivi a letto fisso nelle taglie di 20-30 ed 80 kW_e, particolarmente indicati per i Paesi in via di sviluppo, situazioni assimilate e per un segmento della domanda nazionale;
- a seguito della collaborazione Italia-Cina, promossa e finanziata dal MAE, nell'ambito della quale è stato progettato e costruito un gasificatore a letto fluido prototipale ad aria, di concezione evoluta, da 160 kW_e che è stato fornito alla Cina, sono in corso studi per il suo *scale-up* a potenze dell'ordine del MW_e finalizzati alla diffusione sul mercato nazionale e cinese;
- sulla base del precedente gasificatore, è stato avviato congiuntamente ad altri partner industriali italiani il progetto per la realizzazione di un gasificatore utilizzante ossigeno e vapore come agente gassificante finalizzato all'ottenimento di un gas ad alto tenore di idrogeno da utilizzare in turbine a gas;
- sono in corso, congiuntamente ad altri partner industriali e università alcune attività finalizzate allo sviluppo di gasificatori per la produzione di syngas, da utilizzare in motori a combustione interna, di biocombustibili di sintesi e per la produzione di idrogeno;
- è stato costruito nell'ambito di differenti progetti comunitari, un idrogassificatore a letto fluido ricircolante interno a doppio reattore da 500 kW_t, in collaborazione con Università e partner industriali italiani ed esteri. Sono attualmente in corso azioni per l'accoppiamento del dispositivo ad una *fuel cell* a carbonati fusi da 125 kW_e, per applicazioni distribuite di energia elettrica e calore. L'impianto rappresentato nella foto si caratterizza per la produzione di un gas ad elevato contenuto di idrogeno e basso contenuto di azoto, per le elevate caratteristiche del gas prodotto ottenuto mediante l'utilizzo di filtri ceramici ad alte temperature e per la possibilità di utilizzo di catalizzatori messi a punto specificatamente.

Impianto di gassificazione a vapore della Trisaia



Tipicamente la composizione del gas prodotto ha le seguenti caratteristiche:

COMPOSIZIONE GAS SECCO % VOL (PCI 12 MJ/NM³)		
	Senza catalizzatore	Con catalizzatore
CO ₂	21	11
CO	25	33
CH ₄	10	0
H ₂	39	53
N ₂	3	3
Tar	5 g/Nm ³	0

La pirolisi

La pirolisi è un processo termico di degradazione della biomassa che avviene: in assenza di aria, quando il calore necessario al processo viene totalmente fornito dall'esterno, o in presenza di una limitata quantità di agenti ossidanti, nel caso in cui il calore viene prodotto internamente alla massa mediante la combustione di una sua parte.

Attraverso la pirolisi il materiale lignocellulosico viene generalmente trasformato in una frazione "gassosa" a basso-medio potere calorifico, una frazione "liquida oleosa" contenente acqua e composti organici a basso-medio peso molecolare ed un prodotto "solido" carbonioso. Sebbene le tre frazioni siano presenti come risultato del processo di pirolisi, è possibile incrementare la resa di una di esse, selezionando opportunamente le condizioni del processo quali la temperatura finale di reazione, la velocità di riscaldamento della biomassa, il tempo di residenza del materiale alla temperatura di reazione, la dimensione e la forma fisica della biomassa da trattare.

La composizione chimica della biomassa influenza la resa del processo, in quanto la lignina, la cellulosa e l'emicellulosa conducono a differenti prodotti di degradazione termica.

Praticamente, con il processo di pirolisi si trasforma un combustibile a bassa densità energetica (3.000-4.000 kcal/kg) in un altro a più elevato contenuto energetico specifico (8.000-10.000 kcal/kg), riducendone di conseguenza i costi di trasporto. I prodotti liquidi della pirolisi devono subire ulteriori processi per aumentarne la qualità e la stabilità (*up-grading*), con il fine di ottenere un prodotto chiamato "bio-olio" utilizzabile, per esempio, come combustibile in campo industriale per il riscaldamento dei forni di cottura, per il cemento e la calce. Recenti studi stanno valutando la possibilità di impiegare l'olio di pirolisi per la produzione di H₂ attraverso *reforming* catalitico per applicazioni su celle a combustibile. Da segnalare il progetto BIOELECTRICITY (*Efficient and clean production of electricity from biomass via pyrolysis oil and hydrogen, utilizing fuel cells*) cofinanziato dalla UE e a cui partecipano, oltre ad ENEA ed Ansaldo, diversi istituti ed università europee. L'obiettivo del progetto è la messa a punto di un processo catalitico per il *reforming* dell'olio di pirolisi in idrogeno e monossido di carbonio, per alimentare una fuel cell a carbonati fusi in applicazioni stazionarie.

Biocombustibili liquidi

Per quanto riguarda i biocombustibili liquidi più classici, etanolo e biodiesel, le attuali tecnologie di produzione da colture agricole dedicate sono consolidate e la produzione è generalmente in costante aumento. Grazie ai programmi lanciati fin dagli anni Settanta, nel 2003 la produzione europea (UE₁₅) è stata di circa 1.743.500 tonnellate (1.488.680 tep), con un incremento del 26,1% rispetto al 2002. Il biodiesel rappresenta l'82,2% della produzione e fa registrare anche il tasso di crescita maggiore (+34,6% rispetto al 2002). Rispetto al 1992, la produzione di biodiesel in UE è aumentata di 26 volte, con un potenziale di impianti anche superiore (Euroobserver, 2004).

L'Italia si pone al 3° posto in Europa per la produzione di biodiesel, con 273.000 tonnellate/anno (t/anno), il 30% in più rispetto al 2002, dietro Germania (715.000 t/anno) e Francia (357.000 t/anno).

Per la produzione di biodiesel, la materia prima utilizzata è essenzialmente olio di colza che, a causa dell'insufficiente offerta nazionale, è in gran parte proveniente da Francia e Germania. Le superfici investite ad oleaginose (in gran parte girasole) in Italia sono state tra i 10.000 ed i 60.000 ha/anno, con una forte tendenza alla contrazione e con produttività medie non superiori ad 1 t/ha di olio. Inizialmente la gran parte della produzione era destinata ad usi termici, ma negli ultimi anni si è avuto un cambiamento di tendenza con prevalenza dell'utilizzo in autotrazione (70%) rispetto al riscaldamento. Le prospettive future di impiego vanno sia verso una maggiore penetrazione nel settore energetico (miscelazione con gasolio o impiego tal quale in condizioni particolari) sia verso altri settori collegati; oli vegetali esterificati possono infatti trovare interessanti utilizzazioni in numerosi settori, tra cui i lubrificanti e gli oli tecnici.

Il bioetanolo è il combustibile liquido più diffuso e largamente prodotto al mondo, avendo superato nel 2003 i 18,3 milioni di tonnellate. Nella UE₁₅ la produzione nel 2003 ammontava però a

soli 309.500 t, con un decremento del 2,5% rispetto al 2002, mentre la capacità produttiva è assestata su 337.000 t/anno; in più sono da computare 547.650 t di ETBE (Etil Terz.-Butil Etere) impiegato come additivo nelle benzine. Il maggior produttore in Europa è la Spagna, che sfrutta totalmente la capacità produttiva di 180.000 t/anno; l'etanolo è poi trasformato in ETBE, di cui vengono prodotti 375.000 t/anno. Il successo dell'etanolo in Spagna è dovuto alla sua detassazione totale.

La quota di produzione italiana è passata da circa 158.000 t del 2002 a 118.000 t nel 2003 (fonte: Assodistil), con un decremento del 25,5%. La produzione di etanolo da vino è quella più fortemente in calo (-77%). In questo stesso anno sono stati importati 116.000 t di etanolo.

Le materie prime agricole utilizzabili per la produzione possono essere sia quelle zuccherine che amidacee. Contrariamente alle biomasse zuccherine, quali il succo di barbabietola o di canna che sono direttamente fermentabili, i prodotti a base di amido devono essere preventivamente sottoposti a idrolisi per ottenere il glucosio. Il recupero dell'alcol dalla soluzione acquosa avviene attraverso la distillazione, che è la fase del processo più energivora.

In linea di principio, oltre alle colture zuccherine ed amidacee, anche i materiali lignocellulosici, compresi quindi anche gli scarti del comparto agricolo, agroindustriale e forestale e la frazione organica degli RSU, potrebbero essere utilizzati per la produzione di alcol etilico, ma occorre sottoporli a una depolimerizzazione utilizzando acidi o enzimi. Tra le risorse più interessanti vi sono gli scarti del comparto agricolo, agroindustriale e forestale e la frazione organica degli RSU. Nell'ambito del progetto BIOPAL (*Bioplastics and biofuels from algae*, cofinanziato dalla UE, VFP) l'ENEA ha verificato con successo la possibilità di utilizzare le piante marine piaggiate del genere *Zostera* per produrre etanolo. Tali processi presentano difficoltà tecnico-scientifiche in corso di superamento, che ancora incidono sulla economicità, ma allo stesso tempo costituiscono un forte stimolo alla ricerca. Per esempio, la NovoNordisk, avendo svolto un programma di ricerca *ad hoc* su commessa del DOE di 12 M\$, ha recentemente annunciato di aver messo a punto enzimi idrolitici 30 volte più economici di quelli finora disponibili (si ricorda che finora questi incidono sul costo stimato per il 35%). Sono attivi nel settore alcuni soggetti commerciali, innanzitutto la canadese Iogen che grazie a una speciale accisa concessa dal governo ha iniziato la commercializzazione di questo etanolo che produce insieme a Shell (quest'ultima ha investito 46 M\$ nell'impianto) e per cui ha depositato il marchio EcoEthanol™. La società ha annunciato di voler aprire stabilimenti in Europa (Francia o Polonia). In Europa la Svezia, è all'avanguardia ed ha annunciato di voler installare nei prossimi anni sul proprio territorio ca 3500 distributori di etanolo. Nel nord del Paese a Örnsköldsvik, la società Etek sta sperimentando un impianto pilota da 15 M\$ che produce etanolo da scarti di legno, con una capacità di trattamento di 2 t/giorno di sostanza secca (pari a 500 litri di etanolo) ed un costo stimato di 0,35-0,45 €/l. In Francia l'IFP (Istitute Francais du Petrole) si è aggiudicato un progetto da 12,8 M€ insieme tra l'altro a FIAT, VTT e la sopraccitata Etek. Finora questo progetto (denominato NILE) è l'unico finanziato in ambito VI Programma Quadro. Per inciso l'IFP, che aveva costruito circa 15 anni fa un impianto pilota di questo tipo (*steam explosion* + idrolisi enzimatica) a Souston per poi riconvertirlo e venderlo, ora torna nel settore constatando evidentemente la maturazione delle condizioni tecnico-economiche. Al V Programma Quadro ha attinto invece la Abengoa Bioenergy Corp. (filiale europea della omonima società americana avente un consolidato interesse nel campo) che ha costruito un altro impianto pilota per il trattamento di residui agricoli (impianto di Babilafuente, Spagna) utilizzando le *facilities* di un contiguo impianto di produzione di etanolo da amido (cereali e patate). Sulla base dell'esperienza maturata con il pilota si prevede di iniziare nel 2006 la costruzione di un impianto in grado di processare 70 t/giorno di biomassa, corrispondenti ad una produttività annua di 5 Ml di litri di etanolo *fuel grade*. Come i processi citati, anche il progetto di ricerca TIME (*Technological improvement for ethanol production from lignocellulosics*), anch'esso cofinanziato nell'ambito del V Programma Quadro, si basa sul trattamento di *steam explosion* della biomassa ed in particolare intende sviluppare enzimi termotolleranti per l'idrolisi. Al progetto, iniziato nel 2001, partecipano, oltre l'ENEA, anche università ed industrie europee.

Il processo di *steam explosion* consiste nell'uso di vapore saturo ad alta pressione per riscaldare rapidamente la biomassa in un reattore continuo o discontinuo. Il materiale viene tenuto alla temperatura desiderata (180-230 °C) per un breve periodo (1-10 minuti), nel corso del quale l'emicellulosa viene idrolizzata e resa solubile. Alla fine di questo intervallo di tempo, la pressione viene rapidamente riportata al valore atmosferico, ottenendo una decompressione esplosiva che sfibra ulteriormente la biomassa. A questo punto il substrato è pronto per subire l'attacco degli enzimi che riducono i polisaccaridi in zuccheri semplici fermentabili da lieviti e batteri etanologeni. Vi è comunque la consapevolezza della necessità di migliorare alcuni aspetti della fermentazione e dell'integrazione del processo (ottimizzazione energetica, distillazione, LCA). Le attività di ricerca hanno dimostrato che le biomasse lignocellulosiche possono essere convertite in etanolo con rese significative. Per esempio, i ricercatori del CIEMAT (Spagna) hanno sviluppato un processo per produrre 1 litro di etanolo da 6 kg di paglia, ad un costo di 18 c€ mentre un litro prodotto da orzo (ne occorrono 3 kg) costa 36 c€. Stime indipendenti effettuate dall'ENEA porterebbero molto più prudentemente a collocare il prezzo dell'etanolo da lignocellulosici (escludendo l'accisa) in linea con quelli alla pompa degli idrocarburi.

In Italia, il bioetanolo finora utilizzato nel mercato energetico, in quantità molto limitate, deriva dalle distillazioni obbligatorie di vino ed altri prodotti ortofrutticoli eccedenti, nonché dalla distillazione di residui e sottoprodotti agroindustriali. La produzione di ETBE con bioetanolo, limitata a poche decine di migliaia di tonnellate nell'arco di poco più di un biennio (1994-96), è stata destinata alle benzine senza piombo. Negli ultimi anni alcuni quantitativi di bioetanolo di origine nazionale sono stati avviati all'esportazione verso Paesi che, a seguito di legislazioni incentivanti, già lo utilizzano per fini energetici. In base al "Regolamento recante agevolazioni fiscali al bioetanolo d'origine agricola" (GU del 16 aprile 2004) si potranno utilizzare 45,5 M€ per defiscalizzare parzialmente bioetanolo e ETBE da utilizzare come combustibili, e commercializzare in tre anni circa 47.000 t di etanolo per ETBE e 4.700 t di etanolo tal quale.

Il bioetanolo, per considerazioni non solamente tecniche, è sostanzialmente destinato alla produzione di ETBE in sostituzione del correntemente utilizzato MTBE. La capacità attuale, derivante dalla sostituzione del metanolo per gli additivi antidetonanti (ETBE al posto di MTBE), è di 1,5 Mt/anno nell'UE e di 150.000 t/anno in Italia; le prospettive aperte dalla riduzione degli aromatici nella benzina fanno triplicare tali spazi di mercato nel breve periodo; l'utilizzo di ETBE, nella percentuale minima del 5% in tutta la benzina consumata in Italia, richiederebbe circa 800.000 t/anno di bioetanolo.

6.1.2.4 Il solare termodinamico

Gli impianti solari termici utilizzano la radiazione solare per produrre calore in sostituzione dei tradizionali combustibili fossili. La concentrazione della radiazione è indispensabile, quando viene richiesto calore a temperatura maggiore di quella che può essere raggiunta con l'impiego di una superficie piana per la sua raccolta e conversione (*collettore piano*). 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 ad alta temperatura.

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.

In regioni ad alta insolazione (potenza media annua diretta superiore a 300 W/m²), lo sfruttamento della fonte solare consente di ottenere annualmente, da un m² di superficie di raccolta, un'energia termica equivalente a quella derivante dalla combustione di un barile di petrolio, evitando inoltre l'emissione in atmosfera di circa 500 kg di CO₂.

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.

Gli impianti solari possono utilizzare diverse tecnologie per la concentrazione della radiazione solare; in ogni caso è possibile identificare in essi le seguenti fasi del processo:

- raccolta e concentrazione della radiazione solare;
- conversione della radiazione solare in energia termica;
- trasporto ed eventuale accumulo dell'energia termica;
- utilizzo dell'energia termica.

La raccolta e la concentrazione della radiazione, che per sua natura ha una bassa densità di potenza, è una delle problematiche principali degli impianti solari. Viene effettuata, come già detto, mediante l'impiego di un concentratore, formato da pannelli di opportuna geometria con superfici riflettenti. Questo durante il giorno insegue il percorso del sole per raccogliere la componente diretta della sua radiazione e concentrarla sul ricevitore, che trasforma l'energia solare in energia termica, ceduta poi a un fluido fatto passare al suo interno. L'energia termica asportata dal *fluido termovettore*, prima dell'utilizzo nel processo produttivo, può essere accumulata in diversi modi: sfruttando il calore sensibile del fluido stesso posto in serbatoi coibentati, oppure cedendo il suo calore a materiali inerti a elevata capacità termica o a sistemi in cambiamento di fase. In questo modo l'energia solare, per sua natura altamente variabile, può diventare una sorgente di energia termica disponibile per l'utenza su domanda.

Tipologie di impianti

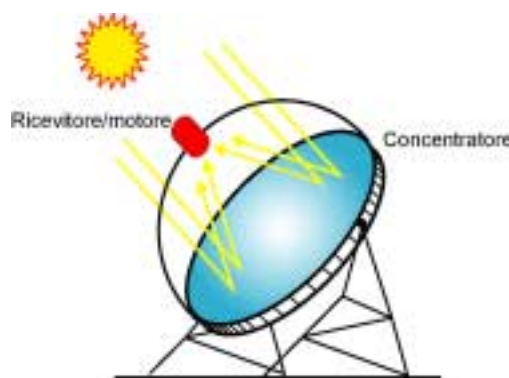
In relazione alla geometria e alla disposizione del concentratore rispetto al ricevitore, si possono distinguere tre principali tipologie di impianto: il collettore a disco parabolico, il sistema a torre centrale e il collettore parabolico lineare.

Collettore a disco parabolico

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 e per la sua modularità.

Sistema a torre con ricevitore centrale

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. I raggi solari che colpiscono ciascun eliostato vengono riflessi su un punto unico, fisso nel tempo, che funge da punto focale. L'altezza, rispetto al suolo, del punto focale cresce all'aumentare dell'estensione del campo solare e può superare il centinaio di metri.

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).

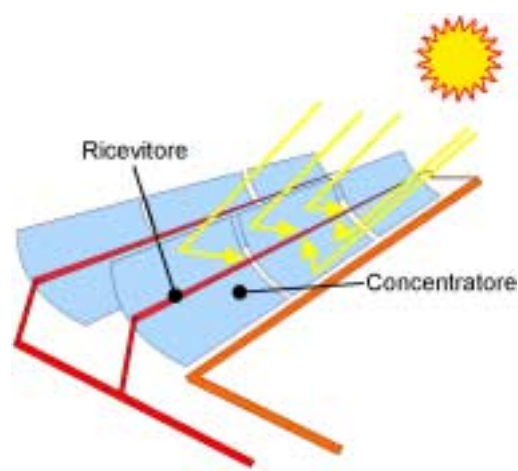
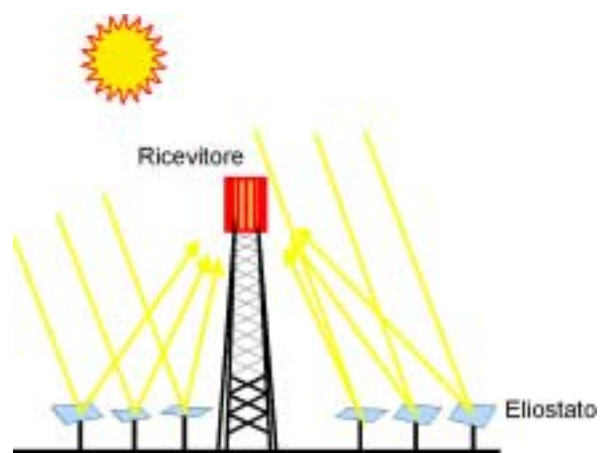
Sono stati sperimentati diversi fluidi per lo scambio termico all'interno del ricevitore e per l'accumulo dell'energia termica: acqua, aria, sodio e sali fusi. Finora il fluido più adatto per questa tecnologia è risultato una miscela di sali fusi composta da nitrati di sodio e potassio, che consentono 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. Due impianti a torre centrale sono di prossima realizzazione in Spagna: il PS10 da 10 MWe nei pressi di Siviglia, e il Solar Tres da 15 MWe nella provincia di Cordova.

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.

Collettore parabolico lineare

Questa tecnologia utilizza un concentratore lineare a profilo parabolico, la cui superficie riflettente insegue il sole ruotando su un solo asse. Il concentratore è fissato a una struttura di supporto che ne garantisce il corretto funzionamento sotto l'azione del vento e degli altri agenti atmosferici. Il pannello riflettente è



normalmente costituito da un comune specchio di vetro di adeguato spessore. 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 calore raccolto è utilizzato normalmente per la produzione di energia elettrica mediante i tradizionali cicli termodinamici acqua-vapore.

Nel collettore la temperatura massima di funzionamento dipende essenzialmente dal fluido termovettore utilizzato; negli impianti attualmente in esercizio si arriva a circa 400 °C. Affinché il fluido termovettore possa raggiungere questa temperatura finale, 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.

Su scala industriale questa tecnologia, con i 354 MWe installati in California fra il 1984 e la fine del 1990, ha dimostrato buona affidabilità tecnica, raggiungendo una elevata esperienza d'esercizio e una produzione elettrica cumulata attualmente superiore a 13 TWh. Questi impianti, con potenze installate di 14, 30 e 80 MWe, sono di tipo ibrido in quanto possono produrre energia elettrica sia da fonte solare che 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 20 c\$/kWh, mentre il costo di costruzione, per un impianto da 30 MWe, è stimato in circa 3.200 \$/kWe. 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.

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 movimentazione;
- 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.

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.

Prospettive di mercato

Il potenziale energetico della fonte solare è notevole: si pensi che in molte regioni della Terra la radiazione diretta che arriva al suolo ha una potenza media annua almeno pari a 200 W/m^2 . In queste regioni, utilizzando le tecnologie solari a concentrazione oggi disponibili, ogni chilometro quadrato di superficie captante potrebbe consentire mediamente l'immissione nella rete elettrica di un'energia intorno ai 300 GWh/anno, equivalente alla produzione annua di un impianto termoelettrico tradizionale da 50 MWe funzionante per circa 6.000 h/anno. Si potrebbe così ottenere un risparmio annuo di combustibile di quasi 500.000 barili di petrolio e inoltre una riduzione delle emissioni di CO_2 mediamente pari a 200.000 tonnellate annue.

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, di conseguenza, è almeno il doppio di quello di un impianto tradizionale a combustibile fossile.

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.

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.

Il programma dell'ENEA per la produzione di calore solare ad alta temperatura

Le attività dell'ENEA sul solare a concentrazione sono iniziate nel 2001 con i fondi pubblici stanziati dalla legge finanziaria 2001. Il programma di ricerca e sviluppo è finalizzato alla realizzazione di impianti solari a concentrazione in grado di fornire calore ad alta temperatura, necessario per produrre sia energia elettrica sia idrogeno mediante processi termochimici. L'obiettivo finale è la costruzione e la messa in esercizio di impianti dimostrativi delle tecnologie sviluppate, che ne consentano la diffusione su ampia scala e servano da stimolo per la creazione di un mercato autostostenuto.

Produzione elettrica

Per la produzione di energia elettrica da solare termodinamico tramite collettori parabolici lineari, l'ENEA ha sviluppato una innovativa tecnologia che si basa sull'utilizzo di un concentratore a basso costo e di un ricevitore innovativo, per concentrare l'energia solare e convertirla in modo efficiente in calore ad alta temperatura, nonché sulla presenza di un sistema di accumulo termico, per ovviare alla variabilità della fonte solare. A tale scopo il fluido termovettore che circola all'interno dei tubi ricevitori è costituito da una miscela di sali fusi (nitrati di sodio e potassio). Il sistema d'accumulo prevede due serbatoi di stoccaggio del fluido termovettore: uno caldo a $550 \text{ }^\circ\text{C}$ ed uno freddo a $290 \text{ }^\circ\text{C}$ (superiore alla temperatura di solidificazione dei sali).

La tecnologia ENEA è modulare e può soddisfare sia le esigenze di grandi impianti (centinaia di MWe), in connessione con la rete elettrica, che di piccoli impianti autonomi.

Le attività dell'ENEA in questo campo hanno riguardato in particolare l'elaborazione progettuale, la realizzazione e sperimentazione di componenti, sistemi e impianti di prova. Il fine è la realizzazione e qualificazione di prototipi e la messa a punto delle specifiche di progetto per la costruzione di impianti dimostrativi.

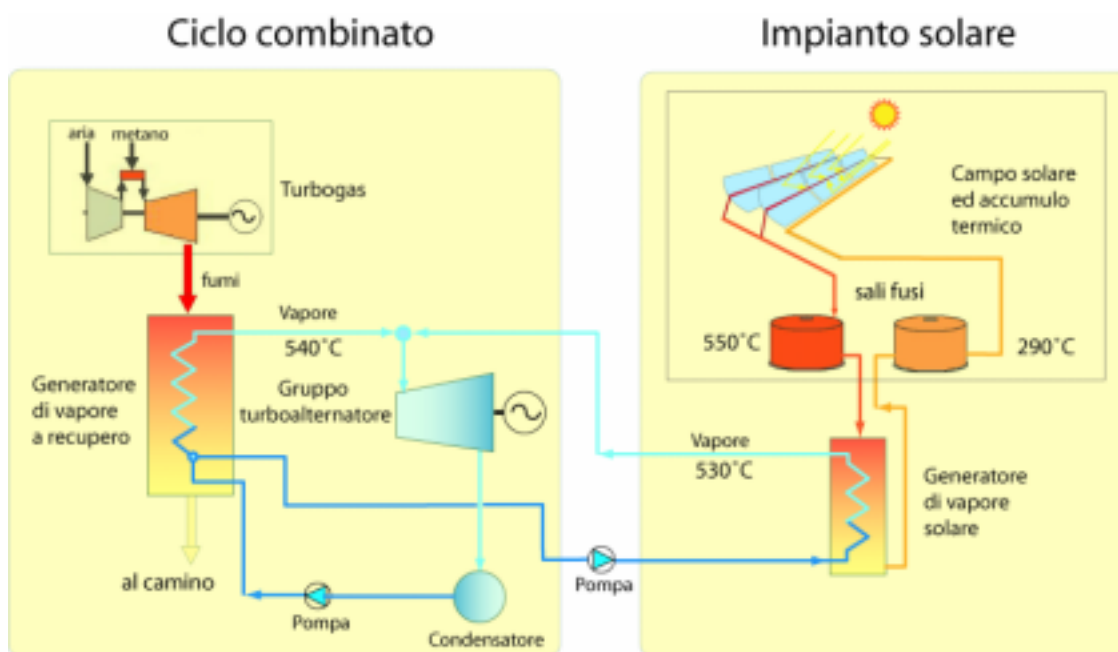
Su questa linea è, perciò, iniziata una collaborazione con ENEL Produzione per studiare la possibilità di integrare un impianto termoelettrico a ciclo combinato, esistente in Sicilia a Priolo

Gargallo (Siracusa), con un impianto solare prototipo a collettori parabolici lineari. Il progetto, denominato *Archimede*, si avvale dei risultati delle prove sulla efficienza, in condizioni operative quanto più prossime a quelle di esercizio, delle innovazioni introdotte dall'ENEA su: collettore solare, tubo ricevitore, fluido termovettore, sistemi di trasporto e accumulo dell'energia. A tale scopo sono stati realizzati presso il Centro Ricerche ENEA della Casaccia alcuni circuiti di prova, il più importante dei quali è il PCS (Prova Collettori Solari) che riproduce, in scala e condizioni operative reali, un modulo del campo solare.

La "solarizzazione", per mezzo della tecnologia ENEA, di un moderno impianto a ciclo combinato, che già produce energia elettrica, consente una riduzione dei costi d'investimento per l'impianto solare e non richiede grandi modifiche nel sistema esistente: infatti il vapore prodotto dall'impianto solare ha praticamente le stesse caratteristiche di temperatura e pressione di quello che proviene dal generatore a recupero di calore dai fumi di scarico del turbogas.

Dallo studio di fattibilità tecnico-economica, condotto congiuntamente da ENEA ed ENEL, è risultato che il costo dell'impianto solare prototipo da 28 MWe, integrato nella centrale termoelettrica a ciclo combinato di Priolo Gargallo, è pari complessivamente a 62,9 M€(circa 2.200 €/kWe), di cui 56,1 M€per il costo di costruzione e 6,8 M€per i costi accessori. Nel funzionamento a regime, l'impianto integrato è in grado d'immettere in rete una produzione elettrica annua aggiuntiva di 54,2 GWh, con un risparmio energetico di 12.200 tep ed evitando l'emissione in aria di 38.000 t di CO₂.

Schema dell'impianto Archimede



Il costo del kWh prodotto, tenuto conto del contributo statale a fondo perduto concesso per la costruzione dell'impianto prototipo, è risultato intorno a 10 c€/kWh. Tale costo, pur essendo inferiore a quello degli impianti termoelettrici solari attualmente in funzione, fa sì che anche tali impianti solari integrati siano ancora lontani dalla competitività economica con gli impianti termoelettrici tradizionali.

Una volta realizzato, l'impianto Archimede sarebbe, nel mondo, il primo impianto solare integrato in una centrale a ciclo combinato.

Produzione di idrogeno

Per la produzione di idrogeno da dissociazione dell'acqua, ottenuta con fonti rinnovabili, i processi alimentati da energia solare ad alta o altissima temperatura rappresentano una risposta di grande valenza in termini di risorse energetiche disponibili, di compatibilità ambientale e di potenziale riduzione dei costi di produzione.

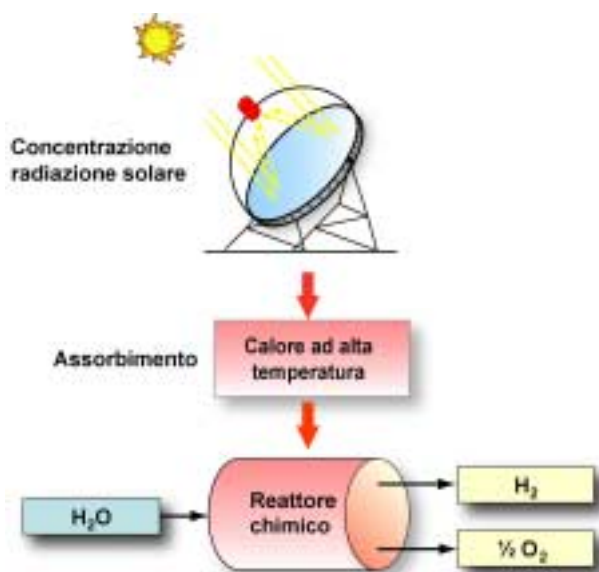
Queste tecnologie sfruttano processi termochimici e termofisici. Il programma ENEA nella ricerca e sviluppo di questi processi è orientato sui seguenti obiettivi:

- elevata efficienza di conversione da energia solare a idrogeno;
- ciclo realizzabile in impianti semplici e con processi affidabili;
- uso di sostanze a basso impatto ambientale, non tossiche, disponibili in abbondanza e a basso costo.

Dopo una fase di studio su vari processi termochimici, l'ENEA ha attualmente focalizzato le attività di ricerca e sviluppo sul processo zolfo-iodio e sul processo ferriti miste.

Il processo zolfo-iodio è al momento il ciclo termochimico su cui convergono gli sforzi dei maggiori Enti di ricerca europei e mondiali. Il calore richiesto dal processo può essere fornito con un reattore nucleare ad alta temperatura o con energia solare concentrata. Le attività dell'ENEA sono indirizzate nella ricerca e sviluppo della versione solare del processo, con eventuali possibili integrazioni di altre fonti rinnovabili o fossili.

Schema di un impianto per la produzione di idrogeno da fonte solare



Il secondo processo, che fa uso di ferriti miste, è un ciclo che presenta aspetti particolarmente interessanti per la sua semplicità e il basso o quasi nullo impatto ambientale dei reagenti utilizzati. Questo processo, che è un brevetto originale ENEA, si trova in una fase di verifica della sua fattibilità tecnologica.

La possibilità di ottenere l'idrogeno direttamente da metodi termofisici costituisce l'altra alternativa interessante sulla quale l'ENEA si trova ad investigare. Sono in corso attività di ricerca e sviluppo sull'uso di membrane semi-permeabili per la produzione di idrogeno. In particolare le attività sono mirate alla realizzazione di membrane innovative e alla misura delle loro prestazioni, oltre alla valutazione della resa del processo in generale.

6.1.3 L'idrogeno come vettore energetico

L'idrogeno, e le tecnologie ad esso collegate, come le celle a combustibile, stanno ricevendo una attenzione crescente a livello internazionale, come componenti ideali di un sistema energetico sostenibile, in grado di soddisfare la domanda crescente di energia riducendo, al tempo stesso, gli effetti dannosi per l'ambiente, a livello sia locale che globale.

Lo sviluppo dell'idrogeno come vettore comporta mutamenti sostanziali nel sistema energetico e richiede tempi lunghi e notevoli investimenti, per lo sviluppo delle tecnologie e delle infrastrutture necessarie e per la graduale introduzione nel mercato; può essere quindi concepito solo con un forte sostegno pubblico (quadro politico-normativo, finanziamenti ecc.) e nell'ambito di ampie collaborazioni internazionali.

Impegnativi programmi nel settore sono in corso in Nord America, Europa e Giappone ed importanti collaborazioni internazionali vengono avviate in questa fase, come l'*European Hydrogen and Fuel Cell Technology Platform*, promossa dalla Commissione Europea e l'*International Partnership for Hydrogen Economy*, promossa dagli Stati Uniti.

Nel rapporto "*Energia dell'idrogeno e celle a combustibile. Prospettive per il nostro futuro*" la Commissione Europea delinea le iniziative necessarie per la transizione da un'economia basata sui combustibili fossili ad un'economia sostenibile basata sull'idrogeno; tra le azioni previste, l'istituzione della Piattaforma Europea per l'idrogeno e le celle a combustibile

Obiettivo della Piattaforma è quello 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. È previsto il coinvolgimento attivo di tutti i soggetti interessati, a livello europeo (aziende energetiche, industrie, utenti, organizzazioni di ricerca, strutture di governo locale e nazionale, pubblica opinione) per rendere l'Europa un *leader* e un *partner* più forte a livello internazionale nell'impiego delle tecnologie basate sull'idrogeno.

Nel corso del 2005 sono stati presentati quindi due documenti che delineano una strategia di medio e lungo termine per giungere ad un'efficace commercializzazione dell'idrogeno e delle celle a combustibile.

Nel primo documento "Strategic Research Agenda" si propone un programma decennale di ricerca, di sviluppo e dimostrazione e si definiscono priorità, tempi e budget per i principali settori di ricerca. Obiettivi del programma sono:

- ridurre i costi dei sistemi con celle a combustibile di un fattore da 10 a 100 ed aumentarne le prestazioni e la durata almeno di un fattore 2, al fine di renderli competitivi con i sistemi tradizionali;
- ridurre i costi di distribuzione dell'idrogeno di un fattore almeno tre;
- ottenere densità di accumulo dell'idrogeno adeguate per l'impiego a bordo di veicoli.

Nel secondo documento "Deployment Strategy" vengono descritte le tappe più importanti nella penetrazione nel mercato dell'idrogeno e delle celle a combustibile per applicazioni stazionarie e destinate al trasporto al 2020. Il documento sottolinea la necessità di incoraggiare significative cooperazioni tra pubblico e privato per passare dall'attuale fase di ricerca e dimostrazione di prototipi a quella di commercializzazione.

Alla fine del 2004 il Ministero dell'Università e della Ricerca Scientifica ha avviato in Italia una Piattaforma Nazionale per l'Idrogeno e le Celle a combustibile (H₂CC) che, sotto il coordinamento del Centro Ricerche della FIAT (CRF), vede il coinvolgimento di rappresentanti del Ministero delle Attività Produttive e del Ministero dell'Ambiente, di Regioni, industrie, istituzioni di ricerca ed associazioni di categoria. Obiettivo della Piattaforma è definire una strategia condivisa di ricerca, sviluppo ed applicazione che favorisca la competitività del sistema industriale nazionale nel settore energetico e promuova la progressiva introduzione di soluzioni compatibili con

l'ambiente e sostenibili per costi e qualità, basate sull'uso del vettore energetico idrogeno e delle celle a combustibile.

La Piattaforma Nazionale si integra e si coordina negli obiettivi con quella europea e con altre collaborazioni Internazionali (*International Partnership for Hydrogen Economy, Carbon Sequestration Leadership Forum, Lighthouse projects*), stabilendo con essi un collegamento *single voice* per stimolare programmi sinergici e promuovere la partecipazione delle competenze nazionali eccellenti.

Lo sviluppo dell'idrogeno da fonti rinnovabili, e delle relative tecnologie, può dare anche nella realtà italiana sensibili benefici, in termini di diversificazione delle fonti e riduzione della dipendenza dai combustibili fossili importati, riduzione delle emissioni di gas serra e dell'inquinamento locale, opportunità per l'industria nazionale di inserirsi nello sviluppo di tecnologie che hanno un forte potenziale di esportazione.

Per tali motivi l'interesse in questo settore sta rapidamente crescendo in Italia, in linea con quanto sta avvenendo nei maggiori Paesi industrializzati. Molteplici iniziative sono state avviate o sono in fase di valutazione da parte di strutture di ricerca, industrie, utenti, Pubblica Amministrazione.

Lo sviluppo di tali iniziative è favorito anche dai crescenti finanziamenti resi disponibili a livello nazionale, soprattutto per attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione. I più rilevanti in tal senso sono quelli ottenuti nell'ambito del Fondo Integrativo Speciale per la Ricerca (FISR) del Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca che ha reso disponibili circa 90 M€ per progetti triennali su idrogeno e celle a combustibile.

In tale quadro si inserisce l'azione dell'ENEA, che è attivo da tempo nello sviluppo delle tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile e sta potenziando in questa fase le sue attività in questo campo, collaborando con le maggiori strutture nazionali interessate e utilizzando le competenze disponibili al suo interno su molte delle tematiche critiche per lo sviluppo del settore.

L'intervento dell'ENEA nel settore dell'idrogeno riguarda in generale:

- lo sviluppo di tecnologie avanzate, essenziali nei settori della produzione (sia da fossili che da rinnovabili), dell'accumulo e dell'utilizzo dell'idrogeno;
- il superamento delle barriere connesse con i problemi di sicurezza e di accettabilità delle tecnologie (sviluppo di un quadro normativo adeguato, informazione, partecipazione a progetti dimostrativi).

Il progetto FISR "Tecnologie e processi per affrontare la transizione e preparare il futuro sistema idrogeno" coordinato dall'ENEA, comprende attività relative sia alla produzione che all'accumulo di idrogeno e vede il coinvolgimento del Centro Interuniversitario di Ricerca per lo Sviluppo Sostenibile (CIRPS), dell'Università di Trento e di Ansaldo Ricerche. Il progetto prevede tre distinte linee di sviluppo:

1. produzione di idrogeno con processi termochimici alimentati da energia solare;
2. produzione di idrogeno mediante processo di gassificazione del carbone integrato con generazione di energia a emissioni zero (processo ZECOMIX);
3. sviluppo di materiali per l'accumulo di idrogeno (studio di leghe idrurabili e materiali compositi).

L'ENEA partecipa a diversi progetti dimostrativi nazionali, che si pongono sia l'obiettivo di verificare sul campo l'impiego dell'idrogeno in diverse applicazioni all'interno delle aree urbane, (progetto Bicocca), sia la valutazione di tecnologie diverse (celle a combustibile per usi stazionari e trasporto, utilizzo di miscele metano-idrogeno per alimentazione di motori a combustione interna, distribuzione dell'idrogeno ecc.)

Lo sviluppo di un nuovo vettore energetico come l'idrogeno pone problematiche ampie e diversificate e richiede che lo sviluppo e dimostrazione delle diverse tecnologie sia affiancato da azioni parallele, tendenti ad analizzare il sistema nel suo insieme e le diverse linee di sviluppo, in modo da orientare al meglio le diverse attività. Studi di fattibilità e valutazioni tecnico-economiche vengono condotte sia in ambito nazionale che europeo. L'ENEA è attualmente impegnato, in collaborazione con altri partner, in alcuni progetti europei, tra cui ricordiamo:

- Hyways, finanziato nel quadro del VI Programma Quadro, che ha l'obiettivo di sviluppare e valutare una *roadmap* per un sistema energetico europeo armonizzato, che possa prevedere nel futuro un ricorso significativo all'uso dell'idrogeno;
- HarmonHy, finanziato nel VI Programma Quadro, finalizzato ad un'analisi e valutazione della situazione internazionale delle norme, dei regolamenti e della ricerca pre-normativa nel settore dell'idrogeno e delle celle a combustibile, per agevolare una rapida introduzione di queste tecnologie.

L'ENEA partecipa alle attività dell'AIE, sia rappresentando l'Italia nei comitati di coordinamento (*Implementing Agreement su "Hydrogen", "Advanced Fuel Cells", "Electric and Hybrid vehicles"*) che partecipando attivamente agli annessi tecnici all'interno dei gruppi succitati.

6.1.4 Le celle a combustibile

Le celle a combustibile sono fra i sistemi più promettenti per la produzione di energia elettrica, sia per le loro positive caratteristiche energetiche ed ambientali che per l'ampiezza delle possibili applicazioni. La tecnologia trova impiego in settori che vanno dalla generazione distribuita per le aziende elettriche alla cogenerazione residenziale e industriale, alla generazione portatile e alla trazione.

Attualmente le celle a combustibile stanno riscuotendo notevole interesse in quanto costituiscono, per la loro capacità di utilizzare in maniera ottimale l'idrogeno, un elemento essenziale per lo sviluppo di questo vettore energetico, prodotto sia a partire da fonti fossili che rinnovabili.

Esistono diversi tipi di cella, con differenti caratteristiche e diverso grado di maturità tecnologica.

I governi dei maggiori Paesi industrializzati stanno dedicando risorse ingenti e crescenti allo sviluppo della tecnologia. Si stima che negli Stati Uniti i finanziamenti pubblici in questo settore siano dell'ordine di 100 milioni di dollari l'anno e quelli privati almeno doppi; risorse analoghe vengono investite in Giappone. Per l'Europa si prevede una crescita notevole per i prossimi anni nell'ambito della *European Hydrogen and Fuel Cells Technology Platform* (v. sopra) e dei prossimi Programmi Quadro.

Bisogna notare che a livello internazionale le attività di ricerca e sviluppo sulle celle a combustibile sono fortemente integrate con quelle relative all'idrogeno. Obiettivo strategico della Commissione Europea è quello di sviluppare in Europa sistemi e servizi energetici sostenibili.

Nelle sue strategie d'intervento la Commissione assegna notevole priorità a vettori e tecnologie pulite come idrogeno e celle a combustibile.

L'Unione Europea sostiene la ricerca sulle celle a combustibile dal 1989 e la crescente importanza che le assegna è testimoniata dal significativo aumento dei finanziamenti erogati negli ultimi anni.

L'interesse per le celle a combustibile sta rapidamente crescendo in Italia, in linea con quanto sta avvenendo a livello internazionale. Molte iniziative sono state avviate o sono in fase di avvio da parte di strutture di ricerca, industrie, utenti, Pubblica Amministrazione. Lo sviluppo di tali iniziative è favorito anche dai finanziamenti stanziati nell'ambito del Fondo Integrativo Speciale per la Ricerca (FISR 2002), che per la tematica "Celle a Combustibile" prevedeva un contributo di circa 38,7 M€

L'ENEA lavora dagli inizi degli anni Ottanta nel settore delle celle a combustibile, svolgendo attività di ricerca presso i suoi laboratori, collaborando con diverse industrie (Ansaldo Fuel Cells, Nuvera Fuel Cells, Arcotronics Fuel Cells) e strutture di ricerca (Centro Ricerche FIAT, CESI, Istituti del CNR e università) e coordinando, per conto dei Ministeri, importanti progetti nazionali.

Le linee di sviluppo attuali riguardano le celle ad elettrolita polimerico, per applicazioni stazionarie e per trazione, e le celle a carbonati fusi per applicazioni stazionarie (generazione/cogenerazione da qualche centinaio di kW a qualche decina di MW).

Il progetto FISR, coordinato dall'ENEA e al quale è stato concesso un finanziamento che ammonta a circa 7,5 milioni di euro, prevede lo sviluppo sia di celle polimeriche che a carbonati fusi. Nel progetto, su linee diverse, sono coinvolte le principali strutture industriali nazionali (Ansaldo Fuel Cells, Arcotronics Fuel Cells e De Nora Tecnologie Elettrochimiche/Nuvera Fuel Cells). Per entrambe le tecnologie, le attività previste riguardano:

- aumento delle prestazioni e riduzione dei costi attraverso lo sviluppo di materiali, componenti e nuove configurazioni di cella;
- sviluppo di sistemi per le loro applicazioni e la sperimentazione degli stessi con diversi combustibili.

La linea di sviluppo relativa alle celle ad elettrolita polimerico, parallelamente alla realizzazione di *stack* alimentati a idrogeno puro e a gas naturale (potenze < 5 kW) e di un sistema da 1 kW alimentato a GPL, prevede lo sviluppo di una microcella alimentata con sodioboroidruro per usi portatili.

L'attività sulla tecnologia a carbonati fusi comprende invece la sperimentazione di un impianto da 125 kW, già disponibile presso il Centro Ricerche della Trisaia, con biocombustibili di diversa origine e lo sviluppo di sistemi combinati cella/turbina, attraverso la realizzazione di un emulatore di un sistema da 500 kW.

L'ENEA partecipa inoltre a progetti finanziati nell'ambito dei Programmi Quadro della Commissione Europea, finalizzati sia allo sviluppo della tecnologia, che alla realizzazione di impianti dimostrativi e a numerose collaborazioni internazionali nel settore, come gli Implementing Agreements dell'IEA sulle celle a combustibile, la International Partnership for Hydrogen Economy (IPHE), la European Hydrogen and Fuel Cells Technology Platform della Commissione Europea.

Nell'ambito di un accordo scientifico Italia-Cina, l'ENEA è attivo con una collaborazione con il Ministero della Ricerca Scientifica Cinese (MOST) inerente lo scambio d'informazioni e lo sviluppo delle tecnologie relative alle celle a combustibile ad elettrolita polimerico.

6.1.5 Le tecnologie nucleari

6.1.5.1 La fusione termonucleare

Il 28 giugno del 2005, a Mosca, i rappresentanti dell'EURATOM e dei governi degli Stati Uniti d'America, del Giappone, della Repubblica di Corea, della Federazione Russa e della Repubblica Popolare Cinese hanno concordato che il reattore sperimentale ITER sarà costruito a Cadarache (Francia) e che saranno completate con la massima urgenza tutte le trattative ancora pendenti per iniziarne la costruzione. A seguito di questa storica decisione, il 7 novembre è stato nominato il direttore di ITER nella persona dell'ing. Kaname Ikeda (Giappone) e sono proseguiti in maniera serrata i negoziati per definire l'organizzazione e gli accordi finanziari in modo da iniziare i lavori di costruzione entro il 2006.

L'obiettivo di ITER è di generare almeno 500 MW di potenza di fusione per almeno 400 secondi, e di operare una parziale integrazione delle tecnologie e dei sistemi del futuro reattore commerciale. La costruzione di ITER durerà circa 10 anni; sono previsti 20 anni di operazione.

Le attività sulla fusione nucleare in Italia si svolgono nell'ambito dell'Associazione ENEA-EURATOM. Il contratto di Associazione ENEA-EURATOM attribuisce all'ENEA la responsabilità di tutte le attività sulla fusione svolte in Italia. Contratti di associazione o di ricerca separati regolano poi i rapporti fra ENEA e gli altri partner italiani (CNR, Consorzio RFX, Consorzio CREATE, Politecnico di Torino). La linea principale è quella del confinamento magnetico; FTU a Frascati, RFX a Padova; la teoria; la tecnologia; la partecipazione agli esperimenti e progetti internazionali JET e ITER.

Il JET (Joint European Torus) è il più grande Tokamak attualmente operante al mondo, costruito e gestito in comune dall'insieme delle Associazioni Europee sulla fusione.

La ricerca sulla fusione inerziale è concentrata sulla sperimentazione con l'impianto laser ABC (Frascati); sulla fusione inerziale sono anche attivi alcuni gruppi universitari.

L'Italia è anche impegnata nella progettazione dell'esperimento IGNITOR, una macchina compatta ad alto campo magnetico. L'obiettivo di IGNITOR è di raggiungere condizioni di ignizione di miscele di deuterio e trizio, con lo scopo di studiare aspetti cruciali di fisica dei plasmi da fusione e dei futuri reattori.

6.1.5.2 La fissione nucleare: le nuove generazioni di reattori

A fronte delle nuove promettenti prospettive di mercato, l'industria elettronucleare si sta preparando a fornire nuovi tipi di reattori per far fronte agli ordinativi ed alle condizioni al contorno (disponibilità di materie prime, norme per la protezione dell'ambiente e della salute), prevedibili per i prossimi decenni. Ripercorrendo la storia ormai cinquantennale di questa tecnologia, si possono individuare diverse generazioni di reattori: la prima generazione è quella degli anni Cinquanta e Sessanta dello scorso secolo, che vide la costruzione e la sperimentazione di molti prototipi delle più varie concezioni.

La seconda generazione, nei successivi anni Settanta e Ottanta, vide la costruzione di un gran numero di centrali commerciali per la produzione di energia elettrica, in massima parte ad uranio arricchito ed acqua naturale (pressurizzata o bollente).

La terza generazione – costituita da reattori già certificati e disponibili sul mercato – comprende innanzi tutto i reattori avanzati ad acqua naturale, alcuni già in funzione in Giappone, come l'*Advanced Boiling Water Reactor* (ABWR da 1400 MWe progettato da General Electric e Toshiba) altri, come il già citato *European Pressurized Water Reactor* (EPR da 1.600 MWe fornito da AREVA), in fase di ordinazione. Westinghouse, 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 NRC americana.

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 commercializzazione potrebbe avvenire nel prossimo decennio. Installazioni modulari multiple potrebbero venire a costare 1000-1200 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 ed 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, allorquando 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. L’Italia sta considerando la possibilità di aderire direttamente a GIF o, eventualmente, partecipare a 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;
- 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 concentrerà, 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 è in procinto di siglare tale accordo.

L'altra iniziativa internazionale, parallela a Generation IV, per il rilancio dell'energia nucleare da fissione 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, Repubblica Ceca, Francia, Germania, India, Indonesia, Corea, Olanda, Pakistan, Federazione Russa, 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.

I due progetti presentano, peraltro, alcune differenze nei criteri di valutazione e selezione dei concetti innovativi:

- in Generation IV la scelta, fondata su basi squisitamente tecniche definendo una metrica per ciascun criterio e valutando il punteggio complessivo per ciascun sistema, individua

nuove soluzioni molto complesse, che possono essere perseguite solo da Paesi possessori di una elevata tecnologia nucleare;

- nei propositi di INPRO, le scelte tecnologiche e la loro realizzazione dovranno tenere in maggior conto le specificità di ciascuna regione o Paese, in particolare per quelli in via di sviluppo, dove soluzioni più semplici ed affidabili possono comunque rappresentare un passo importante del processo innovativo. È quindi prevedibile che INPRO consideri in futuro uno spettro più ampio di proposte tecnologiche di sistemi innovativi.

È infine evidente che in Generation IV esiste l'esigenza, da parte dei maggiori partner (Stati Uniti e Francia), di mantenere una preminenza nelle tecnologie nucleari in una prospettiva di sviluppo di questa fonte nel panorama energetico mondiale. L'est asiatico ed i Paesi in via di sviluppo costituiscono la parte più rilevante del futuro mercato. Molti di questi Paesi sono membri dell'AIEA e partecipano anche ad INPRO. INPRO si pone quindi come una iniziativa complementare a Generation IV, sostenuta fortemente da alcuni di questi Paesi, in particolare Russia, Cina, India che non partecipano a GEN IV.

Non è un caso che proprio Russia, Cina ed India siano fortemente impegnati nello sviluppo di reattori nucleari innovativi basati su concetti anche molto originali.

La Cina, ad esempio, ha in funzione dal 2000 un reattore dimostrativo, lo HTR-10, refrigerato a gas con temperature di uscita di 700-950 °C, e con combustibile compattato con grafite in sfere di 60 mm di diametro (simile al già citato PBMR del Sud Africa). È ora previsto un prototipo commerciale da 195 MWe (HTR-PM), che potrà poi essere prodotto in grande serie ed essere installato, isolato o a gruppi, in molte regioni della Cina per produrre idrogeno ed energia elettrica. Nel marzo 2005 è stato annunciato un accordo tra i proponenti del PBMR e quelli dell'HTR per sviluppare e promuovere congiuntamente questo tipo di reattori (ritenuto più adatto per i Paesi in via di sviluppo rispetto ai molto più grandi e complessi reattori ad acqua). La Cina, poi, costruisce un reattore a neutroni veloci da 65 MWt, il *Chinese Experimental Fast Reactor* (CEFR), presso Pechino, con assistenza russa.

L'India, come già accennato, porta avanti autonomamente un complesso programma di sviluppo di reattori ad acqua pesante e di reattori veloci che permettano, tra l'altro, la valorizzazione delle vaste riserve di torio presenti nel Paese. In particolare, ha in costruzione a Kalpakkam un reattore veloce da 470 MWe, il cui nocciolo è alimentato ad ossidi misti di uranio e plutonio (proveniente quest'ultimo dai reattori ad acqua pesante), ed è circondato da un mantello di torio ove viene prodotto il fissile uranio 233. Altri quattro reattori veloci di questo tipo dovrebbero essere costruiti entro il 2020.

La Russia possiede una lunga e vasta esperienza nelle più diverse filiere di reattori nucleari, e, nonostante la negativa esperienza di Chernobyl, intende da un lato procedere rapidamente nella costruzione di nuovi reattori ad acqua evoluti (III generazione) per far fronte alle crescenti richieste domestiche di energia elettrica e per l'esportazione, e dall'altro nello sviluppo di reattori avanzati, anche per applicazioni speciali (come generatori mobili galleggianti per fornire elettricità e calore in siti remoti o situazioni di emergenza). La Russia ha un primato nel campo dei reattori veloci refrigerati a sodio, in quanto il suo BN-600 fornisce energia elettrica dal 1981, con ottimi livelli di disponibilità e producibilità. È ora iniziata a Beloyarsk la costruzione del primo BN-800, da 880 MWe, in grado, tra l'altro, di bruciare ogni anno due tonnellate di plutonio proveniente dallo smantellamento delle armi nucleari. La Russia ha, inoltre, sperimentato diversi concetti di reattori refrigerati a piombo, ed ha usato per 40 anni il refrigerante piombo-bismuto nei reattori dei suoi otto sottomarini di classe Alfa. Da questa esperienza nasce il reattore SBVR75 da 75 MWe refrigerato a piombo-bismuto ed il reattore veloce BREST, un impianto pilota da 300 MWe in via di progettazione, con piombo come refrigerante primario e generatori di vapore sopracritico; esso è progettato per essere intrinsecamente sicuro, usa un combustibile di nitruri misti di uranio e plutonio, non permette la produzione di plutonio di tipo militare, ed il suo combustibile esaurito può essere riciclato più volte sul posto. Come si vede, quindi, la strategia della Russia a lungo termine

(fino al 2050) si incentra sostanzialmente sullo sviluppo di reattori a neutroni veloci intrinsecamente sicuri, con ciclo del combustibile chiuso. Questi reattori dovrebbero divenire prevalenti dopo il 2020-2025, raggiungendo una capacità nucleare di 90.000 MWe nel 2050. In tal modo la Russia potrebbe praticamente eliminare i combustibili fossili dalla produzione di energia elettrica.

A conclusione di questa rassegna dei sistemi di attuale o prossima generazione, si può notare la netta prevalenza di concetti di reattori con spettro neutronico veloce o epitermico. Essa, evidentemente, si spiega con le preoccupazioni riguardo ad una adeguata disponibilità in natura di materiale fissile, nella prospettiva prima delineata di un grande sviluppo della produzione di energia nucleare nel corso di questo secolo. Come è noto, infatti, l'isotopo fissile ^{235}U è soltanto lo 0,72% dell'uranio naturale. Una buona parte delle centrali nucleari attuali non prevede il ritrattamento del combustibile irradiato, che permetterebbe di recuperarne il plutonio (altro materiale fissile), nonché la grande frazione di uranio "depleto", il quale a sua volta può essere "fertilizzato" con bombardamento neutronico per produrre ulteriore materiale fissile. In questa ipotesi di ciclo del combustibile "aperto" in cui il combustibile scaricato dall'impianto è considerato un rifiuto, il principale problema strategico dell'energia nucleare da fissione è la disponibilità di combustibile, oltre che la gestione di rilevanti quantità di rifiuti radioattivi ad alta attività e lunghissima vita.

Procedendo, invece, al ritrattamento del combustibile irradiato, e mediante l'uso di reattori a flusso neutronico veloce che fungono da "fertilizzatori", è possibile estrarre dall'Uranio naturale all'incirca 100 volte in più di energia (e quindi raggiungere una disponibilità di millenni anche per una potenza primaria installata di 10 TW-termici). Inoltre, a questi livelli di sfruttamento, può divenire conveniente ricavare l'uranio da rocce molto diffuse come i graniti ed anche dall'acqua di mare; ad esempio, negli oceani vi sono 4,4 miliardi di tonnellate di uranio, equivalenti a 80.000 TW-termici per anno dal solo ^{235}U . Infine, anche il torio, più abbondante in natura dell'uranio, sottoposto a flusso di neutroni veloci, genera un altro isotopo fissile dell'uranio, lo ^{233}U , che può essere utilizzato come combustibile nucleare.

Gestione dei rifiuti radioattivi

In attesa dei reattori di quarta generazione a spettro neutronico veloce accoppiati ad un ciclo del combustibile chiuso, la quantità di scorie ad alta radiotossicità e a lunga vita, prodotte dai reattori in esercizio o in via di costruzione (generazione II e III) che vengono operati in ciclo "aperto" (cioè senza "riprocessare" il combustibile), continuerà ad aumentare allo stesso ritmo attuale, se non a ratei maggiori nel caso di massiccia diffusione dell'energia nucleare soprattutto nei Paesi in via di sviluppo. Tale scenario pone, in maniera sempre più decisa, il problema della gestione dei rifiuti radioattivi.

Esistono allo stato attuale forti incentivi alla ricerca di tecnologie che, attraverso processi di separazione e trasmutazione degli elementi radioattivi a vita lunga in elementi a vita breve, permettano di ridurre fortemente i volumi, i tempi di confinamento (da più di 100.000 anni a circa 700 anni), la radiotossicità ed il carico termico delle scorie radioattive, al fine di limitare quanto più possibile l'onere finanziario e sociale della loro gestione e l'aumento significativo del numero dei siti di stoccaggio definitivo. Programmi di ricerca e sviluppo di cicli del combustibile avanzati, che comprendono processi di separazione e trasmutazione mediante sistemi nucleari a spettro neutronico veloce critici e/o sottocritici, sono stati avviati da tempo in vari Paesi (Europa, Stati Uniti, Giappone, ecc.). Fra essi si citano la "Advanced Fuel Cycle Initiative" negli Stati Uniti – che si affianca al forte impegno americano nella già citata iniziativa internazionale "Generation IV" per lo sviluppo dei reattori nucleari di nuova generazione – e il programma "Partitioning and Transmutation and other concepts to produce less waste in nuclear energy generation" lanciato dalla Commissione Europea nell'ambito dei programmi EURATOM del VI Programma Quadro europeo (2002-2006). Tutti questi programmi – che mirano ad un migliore sfruttamento del combustibile nucleare e, nel contempo, ad una riduzione dei rifiuti radioattivi e dei requisiti tecnici del deposito geologico definitivo – stanno entrando in una fase di valutazione tecnico-economica

delle diverse opzioni e di definizione di una *roadmap* per l'implementazione delle varie tecnologie associate (processi di separazione spinti, fabbricazione di combustibile con alte percentuali di attinidi minori, sviluppo di "trasmutatori" critici e sottocritici a spettro veloce ecc.).

L'economia dell'energia nucleare

I costi relativi alla generazione di energia dalle diverse fonti, fossili e nucleare, dipendono fortemente dalla dislocazione geografica delle centrali, dall'andamento del mercato delle fonti fossili e, soprattutto, dai criteri per l'internalizzazione dei costi esterni (effetti dannosi su ambiente e salute).

In proposito, è utile ricordare lo studio ExternE, realizzato nel 2001 dalla Commissione Europea, il quale dimostrava che tali "costi esterni" erano per l'energia nucleare soltanto un decimo rispetto a quelli del carbone, e ciò senza che venisse considerato il riscaldamento globale dovuto all'effetto-serra. Se questi costi venissero correttamente inclusi, in Europa il prezzo per l'elettricità da carbone dovrebbe raddoppiare, e quello da gas naturale dovrebbe aumentare del 30%.

In tale studio, per l'energia nucleare venivano considerati come fattori esterni il rischio di incidenti e l'impatto radiologico dell'estrazione dei minerali, mentre la gestione dei residui radioattivi e lo smantellamento (*decommissioning*) degli impianti vengono già normalmente compresi nel costo a carico dei consumatori. In queste ipotesi, i costi esterni per l'energia nucleare sono intorno ai 0,4 cEuro/kWh, circa come per la idroelettrica, mentre per il carbone superano anche di molto i 4,0 cEuro/kWh (4,1-7,3), per il gas naturale si pongono tra 1,3 e 2,3 e soltanto per il vento si hanno valori inferiori al nucleare (0,1-0,2 cEuro/kWh).

Fin dalle origini, una delle principali attrattive dell'energia nucleare è stato il basso costo del combustibile rispetto alle fonti fossili. Nel 2004 il costo in US\$ per ottenere 1 kg di combustibile ad ossido d'uranio si articolava come mostrato in tabella:

Fasi di produzione dell'U ₃ O ₈	Costo unitario per fase	Costo totale per kg prodotto (US\$)
Fornitura materia prima	8 kg x \$45	360
Conversione	7 kg U x \$9	60
Arricchimento	4,3 SWU x \$105	450
Fabbricazione del combustibile	per kg	240
Totale		1110

Questo kg di combustibile può fornire 3.400 GJ di calore che generano 315.000 kWh, e quindi il costo del combustibile è 0,35 cUS\$/kWh. Ciò significa che nel 2004 per i Paesi OCSE il costo del combustibile per un impianto nucleare era circa un terzo rispetto a quello per un impianto a carbone, e tra un quarto ed un quinto rispetto a quello di un impianto a gas naturale a ciclo combinato. È poi facile valutare di quanto sia ulteriormente peggiorata la competitività delle fonti fossili a seguito dell'enorme aumento del loro prezzo nel corso dell'ultimo anno.

Come detto, per gli impianti nucleari i costi dell'energia prodotta normalmente includono già la gestione del combustibile esaurito, il *decommissioning* dell'impianto e la sistemazione finale dei residui radioattivi (mentre ciò non vale per analoghi oneri di altre fonti di energia). I costi del *decommissioning* vengono stimati al 15-20% del costo capitale iniziale dell'impianto ma, essendo molto spostati nel futuro, il loro peso attualizzato risulta solo di qualche percento rispetto al costo dell'investimento ed anche meno per il costo dell'energia prodotta. Negli Stati Uniti essi ammontano a 0,1-0,2 cUS\$/kWh. Il completamento del ciclo del combustibile, inclusa la sistemazione del combustibile esaurito e dei residui radioattivi, contribuisce per un altro 10% al costo finale per kWh. Ad esempio, negli Stati Uniti il programma per la sistemazione finale dei residui radioattivi è già stato finora finanziato per 24 miliardi di dollari mediante una tassa di soli 0,1 cUS\$/kWh sull'energia elettronucleare prodotta.

La situazione comparata dei costi dell'energia prodotta dalle varie fonti sta cambiando rapidamente da alcuni anni a causa dell'esplosione del prezzo del petrolio e delle altre fonti fossili. Nel 1998 l'OCSE dimostrò che, con un tasso di sconto del 5%, in 7 dei 13 Paesi considerati, la fonte più conveniente, per operatività al 2010, sarebbe stata la nucleare. Ma se il tasso di sconto veniva portato al 10%, la convenienza sul carbone si sarebbe mantenuta solo per Francia, Russia e Cina. Questa analisi è stata aggiornata nel 2005 da uno studio congiunto della *Nuclear Energy Agency* (NEA) e della *International Energy Agency* (IEA) dell'OCSE, riscontrando un notevole incremento della competitività dell'energia nucleare negli ultimi sette anni, dovuta non soltanto all'aumento del prezzo delle energie fossili, ma anche al miglioramento tecnologico degli impianti nucleari, con il conseguente miglioramento del loro fattore di producibilità.

Considerando impianti destinati ad entrare in funzione negli anni 2010-2015, con costi di investimento medi di 1500 US\$/kW per gli impianti nucleari, 1000-1500 per gli impianti a carbone, 500-1000 per gli impianti a gas naturale, e non considerando per ora alcuna penalizzazione per le emissioni di gas-serra, la nuova analisi IEA-NEA fornisce i dati mostrati nella tabella:

Costri previsti per kWh prodotto*

	Nucleare	Carbone	Gas
Finlandia	2,76	3,64	-
Francia	2,54	3,33	3,92
Germania	2,86	3,52	4,90
Italia	-	-	4,97
Svizzera	2,88	-	4,36
Olanda	3,58	-	6,04
Repubblica Ceca	2,30	2,94	4,97
Slovacchia	3,13	4,78	5,59
Romania	3,06	4,55	-
Giappone	4,80	4,95	5,21
Corea	2,34	2,16	4,65
Stati Uniti	3,01	2,71	4,67
Canada	2,60	3,11	4,00

* US 2003 cents/kWh, asso di sconto 5%, 40 anni di vita dell'impianto, fattore di carico 85%

Per l'Italia si è considerato l'impianto più economico

Fonte: OECD/IEA NEA 2005

È interessante il confronto con gli impianti eolici: considerando per questi costi di investimento di 1000-1500 US\$/kW, l'energia elettrica di origine eolica si pone a circa 8 cUS\$/kWh (a causa evidentemente dei fattori di producibilità molto più ridotti).

Dal punto di vista della sicurezza strategica, è inoltre importante valutare la sensibilità del costo dell'energia al variare del costo del combustibile; da analisi fatte recentemente in Finlandia in relazione alla decisione di costruire la quinta centrale nucleare, risulta che un raddoppio del costo del combustibile comporta per il costo dell'energia un aumento pari al 9% per il nucleare, al 31% per il carbone, e a ben il 66% per il gas naturale.

Di notevole interesse è poi un rapporto preparato nel 2004 dalla *Royal Academy of Engineering* della Gran Bretagna, che prende anche in considerazione gli oneri dovuti all'intermittenza, come nel caso degli impianti eolici, e le future penalizzazioni per le emissioni di gas-serra, per le fonti fossili. Ciò significa aggiungere i costi della capacità di riserva, ad alta disponibilità e pronta risposta (a turbogas o idroelettrica), da installare comunque in parallelo agli impianti eolici, e per gli impianti a carbone o a gas naturale una *carbon-tax* di £ 30 per tonnellata di CO₂ (£ 110 per tonnellata di carbonio). Con queste ipotesi, i costi per impianti a carbone e per impianti eolici (sulla terraferma) si pongono allo stesso livello a 5,4 p/kWh, mentre per impianti

eolici sul mare al largo si arriva a 7,2 p/kWh. Il costo del nucleare invece si limita a 2,3 p/kWh, pur considerando un costo di investimento molto conservativo pari a 1150 £/kW (2100 US\$/kW), compreso il *decommissioning*.

In sintesi, le scelte più opportune per un programma di nuovi impianti energetici dipendono fortemente dalle strategie di politica economica ed industriale del Paese interessato. L'opzione nucleare richiede forti investimenti in conto capitale, mentre i costi del combustibile sono molto più gravosi per le fonti fossili (carbone e gas naturale). Per un Paese povero di fonti fossili, come la Francia o il Giappone (ed ovviamente anche per l'Italia), può quindi essere preferibile una scelta anche più costosa, che però eviti l'onere e l'incertezza inerenti all'importazione di grandi quantità di combustibili fossili per molti decenni, e apra invece l'opportunità di effettuare all'interno del proprio Paese rilevanti investimenti caratterizzati da un'elevata qualificazione tecnologica.

Se, inoltre, si prevede che a breve-medio termine le fonti fossili verranno gravate da oneri (*carbon-tax*) che tengano conto delle loro esternalità (danni all'ambiente ed alla salute, cambiamenti climatici), i dati di confronto prima riportati inducono a preferire in ogni caso e fin da subito l'opzione nucleare, tanto più quando si tenga conto dei lunghi tempi necessari per la pianificazione e la realizzazione di una filiera nucleare.

6.2 L'IMPIANTISTICA ENERGETICA: STATO E PROSPETTIVE DI SVILUPPO

Le attività di ricerca e sviluppo delle tecnologie, svolte a livello internazionale e nazionale, sono indirizzate al miglioramento dell'efficienza energetica e ambientale dei sistemi di conversione tradizionali, alla messa a punto di tecnologie di utilizzo delle fonti rinnovabili tecnicamente ed economicamente competitive, alla messa a punto e industrializzazione di cicli innovativi con l'obiettivo di ridurre i costi di produzione e di supportare le strategie energetiche ed ambientali.

Questo capitolo si prefigge l'obiettivo di fornire una sintetica panoramica dello stato attuale di alcune di queste tecnologie e di dare anche indicazioni circa le loro prospettive di sviluppo.

Questo quadro conoscitivo preliminare sulle tecnologie può rappresentare un valido strumento di base per analisi tecnico-economiche del settore che però, ai fini di scelte strategiche, richiede ulteriori approfondimenti.

Le tecnologie considerate vengono distinte in "conversione di energia primaria in energia elettrica" e "conversione in altra forma di energia primaria".

Sono tecnologie di conversione dell'energia primaria in elettrica, le seguenti:

LE TECNOLOGIE DI CONVERSIONE DA COMBUSTIBILI FOSSILI	
<i>FONTE PRIMARIA</i>	<i>TECNOLOGIA/IMPIANTO</i>
OLIO COMBUSTIBILE	Ciclo a vapore ad olio combustibile
CARBONE	Ciclo a vapore a polverino di carbone (Pulverised Coal Combustion – PCC)
	Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone (Integrated Gasification Combined Cycle – IGCC)
	Ciclo a vapore supercritico a polverino di carbone (supercritical PCC)
GAS NATURALE	Cicli combinati gas-vapore alimentati a gas naturale (NGCC)

TECNOLOGIE DI CONVERSIONE "ZERO EMISSION"	
<i>FONTE PRIMARIA</i>	<i>TECNOLOGIA/IMPIANTO</i>
CARBONE	Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone, cattura della CO ₂ e produzione di idrogeno (IGCC Zero Emission)
GAS NATURALE	Ciclo Combinato gas-vapore, alimentato a gas naturale, con cattura della CO ₂ a valle della combustione
GAS o COMBUSTIBILI CONTENENTI CARBONIO	Celle a combustibile alimentate ad idrogeno per usi stazionari e per trazione
	Celle a combustibile alimentate da combustibili contenenti carbonio

LE TECNOLOGIE DI CONVERSIONE DA FONTI RINNOVABILI	
<i>FONTE</i>	<i>TECNOLOGIA/IMPIANTO</i>
SOLE	Fotovoltaico per utenze isolate
	Fotovoltaico per il collegamento alla rete
	Fotovoltaico a concentrazione
VENTO	Eolico per applicazioni di bassa potenza (<i>minieolico</i>)
	Eolico on-shore
	Eolico off-shore
ACQUA	Impianti idroelettrici
	Mini idraulica
SOLE	Sistemi a collettore parabolico lineare (<i>parabolic trough</i>)
	Sistemi a torre solare (<i>solar tower</i>)
	Sistemi a disco parabolico (<i>parabolic dish</i>)
BIOMASSE	Ciclo combinato alimentato a gassificazione da biomasse (<i>CHP</i>)

LE TECNOLOGIE NUCLEARI DI CONVERSIONE	
<i>FONTE PRIMARIA</i>	<i>TECNOLOGIA/IMPIANTO</i>
Nucleare	Centrali nucleari ad acqua pressurizzata (<i>PWR</i>)

Sono tecnologie di conversione dell'energia primaria in altra forma di energia, le seguenti:

<i>A PARTIRE DA</i>	<i>PRODUZIONE DI</i>
COMBUSTIBILE FOSSILE	Idrogeno
FONTE RINNOVABILE	Idrogeno
BIOMASSE	Biocombustibili liquidi (<i>etanolo e biodiesel</i>)
SOLARE	Energia termica a bassa temperatura

Di seguito vengono prese in esame, al fine di dare indicazioni circa lo stato e le loro prospettive di sviluppo, le tecnologie impiantistiche principali tra quelle industrialmente mature e quelle in via di sviluppo o di ricerca, facendo riferimento, quale caso esemplificativo, ad una taglia rappresentativa di impianto per ciascuna tecnologia.

Per ogni tecnologia/impianto è stata realizzata, con il concorso delle Unità tecniche dell'ENEA competenti, una scheda descrittiva evidenziando i dati tecnico-economici caratteristici della tecnologia relativa all'impianto preso a riferimento.

Nelle schede è anche evidenziato come si è evoluta la tecnologia nel tempo, individuando tre fasi di sviluppo (livelli di maturità): prototipo, pilota e industriale.

Per l'impostazione metodologica delle schede e per il reperimento di alcuni dati si è fatto riferimento al *data base* sulle tecnologie energetiche del JRC- IPTS (Join Research Centre-Institute for Prospective Technological Studies) che è stato validato e aggiornato nel 2003 da esperti ENEA sulle tecnologie energetiche, nell'ambito di un Progetto della rete ESTO (European Science and Technology Observatory).

Per ciascun caso studio sono stati individuati e definiti i parametri tecnico economici significativi al fine di caratterizzare le tecnologie energetiche. La definizione di alcuni di questi parametri è riportata nella tabella mostrata alla pagina seguente:

Parametri di tipo tecnico ed economico: definizione

Parametri tecnici	Parametri economici
Combustibile utilizzato	Costo Investimento
Vita impianto	Costi fissi O&M
Efficienza elettrica	Costi variabili O&M
Efficienza termica	

Per “vita impianto” si intende la durata media.

L'efficienza fa riferimento all'intero sistema di conversione dell'energia ed è definita come il rapporto tra energia in uscita e energia in entrata (*output/input*).

Il costo dell'investimento (costo dell'impianto, costi di installazione, costi delle relative infrastrutture, costo di smantellamento) è espresso in €/kW, costo per unità di potenza installata.

I costi annui fissi di O&M (manutenzione, lavoro, costi di assicurazione ecc), indipendenti dal funzionamento dell'impianto, sono espressi in €/kW/a, costo per unità di potenza e per anno.

I costi annui variabili di O&M, legati al funzionamento dell'impianto (extra costo lavoro, manutenzione straordinaria ecc,) sono espressi in €/kWh, costo per unità di energia prodotta. In questi non è incluso il costo del combustibile.

I parametri economici sono espressi in euro del 2005, al fine di evidenziare l'andamento reale di queste variabili nel periodo considerato (2000-2015).

Le Tecnologie di conversione da combustibili fossili

Olio Combustibile

TECNOLOGIA: Ciclo a vapore ad olio combustibile (*Oil boiler*)

DESCRIZIONE: impianti costituiti da una o più sezioni comprendenti la caldaia ad olio combustibile, il gruppo turboalternatore, i componenti ausiliari del ciclo a vapore (condensatore, preriscaldatori acqua alimento, pompe ecc.) e gli ausiliari della caldaia e di centrale.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 160–500 MW
> 500 MW

Parametri termodinamici max: 165 bar e 540 °C in genere con due surriscaldamenti

STATO E PROSPETTIVE: tecnologia matura, non più competitiva dal punto di vista economico anche a seguito dei recenti aumenti dei prezzi dell'olio combustibile. Gli impianti esistenti in Europa occidentale vengono dismessi oppure convertiti a carbone o anche a ciclo combinato a gas naturale (NGCC).

In genere sono dotati di sistemi di abbattimento delle emissioni di inquinanti, basati su filtri a maniche, precipitatori elettrostatici (ESP), desolforatori (FGD).

<i>DATI TECNICI ED ECONOMICI</i>		Impianto 660 MW	
		2000	2005
Combustibile utilizzato	Costo investimento	Olio combustibile	Olio combustibile
Efficienza elettrica	%	38,0	39,0
Vita impianto	anni	35	35
Costo investimento (*)	€kW	725	725
Costi fissi O&M (*)	€/kW/a	22	22
Costo combustibile	c€/kWh	5,68	5,53
Emissioni CO ₂	kg/MWh	690	690
Stato della tecnologia		industriale	obsoleta

(*) I dati si riferiscono agli impianti esistenti in Europa occidentale piuttosto che a nuove realizzazioni

Fonte: elaborazione ENEA su dati DOE, WEC, IEA e JRC-IPTS

TECNOLOGIA: Ciclo a vapore a polverino di carbone (Pulverised coal combustion – PCC)

DESCRIZIONE: consiste nell'utilizzo, come combustibile, di carbone polverizzato, tramite macinazione finissima; il pulviscolo viene iniettato con un flusso d'aria, tramite appositi bruciatori, nella camera di combustione di una caldaia a vapore che alimenta il ciclo.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 200–500 MW
> 500 MW

Parametri termodinamici max: 165 bar e 540 °C in genere con due surriscaldamenti

STATO E PROSPETTIVE: tecnologia matura con un gran numero di impianti diffusi in tutto il mondo, soprattutto in Cina e India dove i costi d'investimento e di manutenzione sono del 20 % inferiore rispetto ai Paesi OCSE.

Gli impianti di dimensione > 500 MW hanno efficienza elettrica maggiore e costi di investimento e manutenzione più bassi.

Gli attuali impianti e quelli di futura progettazione prevedono l'utilizzo di desolficatori (FGD) più efficienti e meno costosi. Ulteriori sviluppi sono attesi dall'impiego dei bruciatori a bassa emissione di NO_x che utilizzano carboni sempre più finemente polverizzati. Nei Paesi più industrializzati la tendenza è di non realizzare questa tipologia di impianti ma di sostituirli con i Supercritici.

DATI TECNICI ED ECONOMICI		330 MW		
		2000	2005	2015
Combustibile utilizzato	Unità di misura	Steam coal	Steam coal	Steam coal
Efficienza elettrica	%	38,0	38,0	39,0
Vita impianto	anni	35	35	35
Costo investimento	€kW	1.037	1.037	1037
Costi fissi O&M	€kW/a	32	32	32
Costo combustibile	c€kWh	1,94	1,94	1,89
Emissioni CO ₂	kg/MWh	925	925	900
Stato della tecnologia		industriale	industriale	industriale

Fonte: elaborazione ENEA su dati DOE , WEC, IEA e JRC-IPTS

**TECNOLOGIA: Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone
(Integrated Gasification Combined Cycle – IGCC)**

DESCRIZIONE: consiste nel portare il carbone (iniettato secco o sotto forma di *slurry*) ad elevata temperatura a contatto con vapore ed ossigeno. Tramite reazioni chimiche viene prodotto un gas che, previa depurazione, viene utilizzato come combustibile in un ciclo combinato gas-vapore. Lo zolfo presente nel carbone può essere quasi completamente recuperato in forma commerciale e le ceneri sono convertite in scorie vetrificate ambientalmente inerti. Rappresenta un'alternativa al sistema tradizionale di combustione del carbone con notevoli miglioramenti in termini di efficienza e di emissioni. In genere viene richiesto l'impiego di carboni di alto rango a basso contenuto di ceneri e comunque questi impianti, una volta realizzati, sono poco adatti all'utilizzo di carboni di caratteristiche diverse.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 100-350 MW
> 500 MW

STATO E PROSPETTIVE: la competitività economica degli impianti di gassificazione a carbone e ciclo combinato non è ancora stata raggiunta anche se è già possibile segnalare numerose realizzazioni di notevole impegno ed interesse industriale.

Nel periodo 1980-1990 sono stati realizzati, in Europa (Olanda e Spagna) e Stati Uniti, sette progetti dimostrativi funzionanti con taglie comprese tra 100 e 350 MW. Altri due progetti, riguardanti impianti di 400 e 800 MW, sono in programma negli Stati Uniti per il periodo 2004-2006.

Un altro progetto di gassificazione è stato attuato nel 2004 nella provincia cinese dell'Hunan. A livello nazionale si segnala il progetto Sulcis in Sardegna non ancora attivato e la partecipazione ENEL al Progetto europeo di gassificazione di Puertollano che vede coinvolte le maggiori imprese europee (EDF, EDP, ENDESA, NP).

Data l'esperienza accumulata e la standardizzazione delle tecniche di produzione, si prevede per i prossimi anni una riduzione dei costi d'investimento e di manutenzione. Ulteriori aspetti che necessitano attenzione dal punto di vista del miglioramento tecnologico riguardano l'affidabilità e la disponibilità degli impianti che ancora non hanno raggiunto livelli ottimali.

DATI TECNICI ED ECONOMICI		600 MW		
		2000	2005	2015
Combustibile utilizzato	Unità di misura	Carbone	Carbone (*)	Carbone (*)
Efficienza elettrica	%	n.d.	40,0	46,0
Vita impianto	anni	n.d.	35	35
Costo investimento	€/kW	n.d.	1.378	1.072
Costi fissi O&M	€/kW/a	n.d.	48	38
Costo del Combustibile	c€/kWh	n.d.	1,84	1,60
Emissioni CO ₂	kg/MWh	n.d.	880	765
Stato della tecnologia		prototipo	industriale	industriale

(*) Si impiegano carboni di diverse qualità; da ligniti a carboni di alto rango. comunque ogni impianto è adatto all'utilizzo di un solo tipo di combustibile

Fonte: elaborazione ENEA su dati DOE, WEC, IEA e JRC-IPTS

TECNOLOGIA: Ciclo a vapore supercritico a polverino di carbone (supercritical PCC)

DESCRIZIONE: trattasi di impianti a vapore a ciclo Rankine in cui la pressione della caldaia è spinta oltre la pressione critica (22,1 Mpa) fino a valori di 24-28 Mpa. Anche la temperatura massima del vapore viene innalzata fino a valori prossimi a 600 °C. In prospettiva si stanno sviluppando cicli con parametri termodinamici ancora più spinti denominati Ultrasupercritici (USC). Le efficienze nette di conversione, che dipendono anche dal tipo di carbone impiegato, equivalgono al 41-46%. Vengono impiegati sistemi di abbattimento delle emissioni inquinanti (SO₂, NO_x e particolato) evoluti, compatibili con gli standard di limitazione degli impatti ambientali più stringenti.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 330-450 MW
> 500 MW

STATO E PROSPETTIVE: tecnologia in fase di sviluppo, che vede le prime realizzazioni di impianti commerciali di grande potenza in Germania e negli Stati Uniti, a partire dal 1995. Il successo commerciale di questa tipologia di impianti è legata alla introduzione di nuovi acciai martensitici e di nuovi metodi di progettazione per assicurare la necessaria resistenza agli stress termici e alla corrosione sia della caldaia, che delle tubazioni del vapore e della turbina.

L'evoluzione prevista di questa tecnologia per i prossimi 10-20 anni presuppone un ulteriore perfezionamento dei materiali, ed ha lo scopo di ottenere efficienze attorno al 50-55% con temperature del vapore prossime a 700 °C e pressioni attorno a 30-40 Mpa.

<i>DATI TECNICI ED ECONOMICI</i>		900 MW	
		2005	2015 (*)
Combustibile utilizzato	Unità di misura	Steam coal	Steam coal
Efficienza elettrica	%	44	50
Vita impianto	anni	35	n.d.
Costo investimento	€kW	1.100	1.200 (*)
Costi fissi O&M	€/kW/a	33	36
Costo combustibile	c€/kWh	1,68	1,48
Emissioni CO ₂	kg/MWh	800	705
Stato della tecnologia		industriale	prototipo

(*) I dati al 2015 si riferiscono a futuri impianti con prestazioni particolarmente spinte che potrebbero essere raggiunte attraverso perfezionamenti tecnologici sostanziali. Gli investimenti per gli impianti futuri possono variare in funzione dell'utilizzo di nuovi materiali (superleghe) per i componenti ad alta temperatura, ancora in fase di sperimentazione.
Fonte: elaborazione ENEA su dati DOE, WEC, IEA e JRC-IPTS

TECNOLOGIA: Cicli combinati gas-vapore alimentati a gas naturale (NGCC)

DESCRIZIONE: consiste nell'utilizzo di gas naturale quale combustibile in turbine a gas. I gas caldi di scarico sono impiegati per generare vapore, mediante caldaie a recupero, in genere a tre livelli di pressione. Il vapore è poi utilizzato in un ciclo a condensazione.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: taglie 400-800 MW

Si impiegano varie soluzioni impiantistiche, che prevedono una o due turbine a gas, una o due caldaie a recupero, ed in genere una sola turbina a vapore. Alcune soluzioni sono basate su macchine collegate ad un solo asse su cui è montata la turbina a gas, la turbina a vapore e l'unico alternatore.

STATO E PROSPETTIVE: tecnologia affermata in continua evoluzione, che consente di ottenere efficienze di conversione, che attualmente si attestano attorno al 58% e, in un prossimo futuro, raggiungeranno il 60%.

I principali motivi dell'affermazione di questa tecnologia sono:

- l'alta efficienza di conversione, dovuta ai continui perfezionamenti delle turbine a gas e del ciclo a vapore sottoposto;
- il contenuto impatto ambientale, sia in termini di emissioni di inquinanti (praticamente limitati ai soli NOx, peraltro contenuti entro limiti continuamente decrescenti) sia in termini di emissioni di CO₂, sia in termini di rilascio di calore;
- il basso costo d'impianto;
- la compattezza della centrale ed i limitati tempi di costruzione;
- l'adattabilità anche ad impianti di potenze minori, sia pure con minori efficienze, e la possibilità d'impiego in cogenerazione.

Gli sforzi di ricerca sono indirizzati sia verso il raggiungimento di maggiori efficienze complessive di conversione sia verso una maggiore flessibilizzazione dell'esercizio delle centrali per renderle più adatte a regolare la produzione elettrica in funzione della richiesta sulla rete.

DATI TECNICI ED ECONOMICI		800 MW		
		2000	2005	2015
Combustibile utilizzato	Unità di misura	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale
Efficienza elettrica	%	54,0	58,0	60,0
Vita impianto	anni	25	25	25
Costo investimento	€/kW	600	500	450
Costi fissi O&M	€/kW/a	20	18	16
Costo combustibile	c€/kWh	3,70	3,45	3,34
Emissioni CO ₂	kg/MWh	375	350	340
Stato della tecnologia		industriale	industriale	industriale

Fonte: elaborazione ENEA su dati DOE, WEC, IEA e JRC-IPTS

Tecnologie di conversione “zero emission” e “near zero emission”

Si intendono con tale dizione le tecnologie per produrre energia elettrica ed anche idrogeno, per altri usi, che utilizzano combustibili fossili (principalmente carbone e gas naturale) e che prevedono la separazione, la depurazione e la liquefazione della CO₂ prodotta dall'impianto. Si parla di “zero emission” se viene catturata tutta la CO₂ prodotta, altrimenti di “near zero emission” quando se ne cattura circa l'85-90%.

Esistono numerosi processi che permettono di raggiungere l'obiettivo, tutti allo stato di studio o a quello preindustriale. La cattura della CO₂ è comunque un procedimento che in generale aumenta la complessità dell'impianto, aumenta i costi d'investimento e di esercizio, riduce le efficienze di conversione. Si segnala inoltre che i problemi del sequestro geologico delle enormi quantità di CO₂ che annualmente verrebbero prodotte da impianti di taglia industriale (1000 MW) non sono ancora risolti.

Di seguito vengono presentate le tecnologie più promettenti.

TECNOLOGIA: **Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone, con cattura della CO₂ e produzione di energia elettrica e di idrogeno (IGCC zero emission)**

DESCRIZIONE: è un impianto IGCC, in cui viene eseguita la cattura della CO₂ dal syngas (miscela di H₂, CO, CO₂ e H₂Ov) prodotto dal gassificatore. Il CO presente nel syngas viene convertito in idrogeno, mediante una reazione chimica di *shift* con vapore su appositi catalizzatori. La CO₂ separata viene poi raffreddata e compressa fino a portarla allo stato liquido, pronta per il trasporto ed il confinamento definitivo in apposito sito geologico. Il gas di sintesi, a valle del processo di cattura della CO₂, costituito essenzialmente da idrogeno e vapore, va ad alimentare la turbina a gas del ciclo combinato gas-vapore. La cattura della CO₂ può essere eseguita con tecnologie già consolidate, come ad esempio le PSA (*pressure swing adsorber*), che impiegano solventi a base di ammine che operano soltanto a bassa temperatura. Sono in fase di studio altre tecnologie per separare la CO₂ a caldo.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 200-400 MW

Particolarmente interessante è la possibilità di produrre, nelle ore di basso carico elettrico, anche idrogeno *fuel cell grade* per impiego nei trasporti o per la produzione di combustibili liquidi sintetici.

STATO E PROSPETTIVE: tecnologia preindustriale in fase di studio. I maggiori problemi sono connessi a:

- affidabilità degli impianti (si tratta di impianti molto complessi e molto integrati, per cui l'indisponibilità di un componente si ripercuote sull'intero processo);
- costi d'investimento elevati (15-30 % più alti di IGCC senza cattura della CO₂).

Per contro la cattura della CO₂ è ritenuta a medio-lungo termine condizione essenziale per l'impiego energetico del carbone su larga scala in modo ambientalmente compatibile, date anche le elevate emissioni di CO₂ di questo combustibile.

Lo sviluppo di nuove tecnologie, anche per il frazionamento dell'aria, necessario per produrre l'ossigeno per la gassificazione del carbone, possono contribuire a ridurre i costi ed aumentare l'efficienza di conversione, riducendo le penalità energetiche connesse al processo di cattura della CO₂.

TECNOLOGIA: Ciclo combinato gas-vapore, alimentato a gas naturale, con cattura della CO₂ a valle della combustione

DESCRIZIONE: l'impianto è un ciclo combinato a gas vapore in cui la camera di combustione, pressurizzata, è esterna alla turbina a gas, e in cui la combustione del metano è pressoché stechiometrica (eccesso d'aria circa 1%). Il combustore, derivato dalla tecnologia PFBC, produce parte del vapore per il ciclo sottoposto. I gas in pressione (12-16 bar) provenienti dal combustore vengono raffreddati (fina a 40-60°C) e quindi inviati ad un PSA pressurizzato, in cui viene catturata la CO₂. Quindi i gas depurati, riscaldati ed umidificati, vengono fatti espandere in turbina. Una caldaia a recupero provvede al preriscaldamento dell'acqua che alimenta la caldaia-combustore.

Il PSA è in migliori condizioni, rispetto ad un normale ciclo a gas naturale, in quanto tratta gas con percentuali di CO₂ più elevate (dato che la combustione del metano è stechiometrica) e dato che i gas sono in pressione (la pressione parziale di CO₂ è di circa 1,5-2 bar). È però necessario uno scambiatore gas-gas per raffreddare e successivamente riscaldare i gas pressurizzati. Infine sui gas freddi è possibile inserire catalizzatori selettivi per il controllo degli NO_x.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 100-400 MW

STATO E PROSPETTIVE: un impianto pilota di questo tipo, della potenza di 100 MW, è programmato dalla Sargas in Norvegia (Hammerfest). Le efficienze elettriche stimate per questa tecnologia sono del 45-47% con impianti da 400 MW e del 42-45% per impianti da 100 MW. Includendo il lavoro di compressione della CO₂ a 100 bar le efficienze menzionate si riducono di circa 2 punti percentuali. Gli extra costi connessi alla cattura ed al sequestro della CO₂ sono stimati attorno al 25%.

Ulteriori avanzamenti di questa tecnologia, che peraltro offre soluzioni concrete e provate per la cattura della CO₂ con impianti caratterizzati da costi contenuti, permettono di migliorare le efficienze elettriche attorno al 47-52%, incrementando la temperatura del ciclo a vapore fino a 700 °C, a scapito però della robustezza.

Impianti a celle a combustibile

TECNOLOGIA: Celle a combustibile alimentate ad idrogeno per usi stazionari e per trazione

DESCRIZIONE: le celle a combustibile (Fuel Cells - FC), che rappresentano uno dei i più avanzati sistemi di produzione di energia a basso inquinamento, sono dispositivi elettrochimici capaci di convertire l'energia chimica di un combustibile direttamente in energia elettrica, senza l'intervento intermedio di un ciclo termico. La reazione chimica ha luogo tramite scambio di ioni attraverso l'elettrolita e produce corrente elettrica, chiudendo il circuito tra gli elettrodi. Le distinte tipologie di FC, classificate secondo la natura dell'elettrolita, presentano un diverso grado di maturità tecnologica, differenti caratteristiche operative e differenti campi applicativi. Il combustibile ideale per le celle a combustibile è l'idrogeno, con il quale le loro caratteristiche di alta efficienza e basse emissioni trovano la massima espressione. Le celle a combustibile ad idrogeno più comunemente utilizzate sono le Celle ad Elettrolita Polimerico (PEFC), mentre la tecnologia delle Celle ad Ossidi Solidi (SOFC) potrebbe, in linea di principio, essere utilizzata con questo combustibile, pur se al momento non risultano studi industriali in questo senso.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 1 kW - 10 MW

STATO E PROSPETTIVE: tecnologia in fase di sperimentazione industriale, i cui costi ancora troppo elevati non consentono una larga penetrazione nel mercato. I sistemi PEFC alimentati ad idrogeno sono sviluppati soprattutto per applicazioni nel settore dei trasporti. I significativi progressi raggiunti in questo settore hanno accelerato lo sviluppo di sistemi anche per applicazioni stazionarie, ma la mancanza di infrastrutture di distribuzione ha per ora limitato lo sviluppo di questi sistemi ad applicazioni particolari (UPS, *premium power*, accoppiamento con impianti fotovoltaici/eolici, sistemi portatili ecc.). Negli ultimi anni, sono stati realizzati prototipi per applicazioni speciali di piccola potenza (~5 kW), che hanno dimostrato buone prestazioni ed affidabilità mentre, nel campo delle potenze maggiori (100 kW – 1 MW) i sistemi sono stati sviluppati per trazione o per usi industriali (utilizzo di idrogeno industriale, ad es. in impianti cloro-soda). La modularità della tecnologia rende possibile la realizzazione di impianti di taglia maggiore (fino circa 10 MW) a partire da sistemi da 1 MW. I sistemi SOFC sono sviluppati per ora solo in applicazioni che si basano su gas naturale (5kW - 200 kW), quindi non si conoscono le potenzialità ed i limiti di questa tecnologia, quando utilizzata con idrogeno.

<i>DATI TECNICI ED ECONOMICI</i>		PEFC (indipendente dalla taglia)		
		2000	2005	2030
Efficienza elettrica	%		52,0	60,0 stazionario – 40,0 trazione
Efficienza termica	%		20,0	20,0
Vita impianto	anni		n.d.	20
Vita cella	ore		2000	40000 stazionario - 5000 trazione
Costo investimento	€/kW		7000	1000 stazionario - 50 trazione
Costi fissi O&M	€/kW/a		n.d.	n.d.
Costi variabili O&M	c €/kWh		0,2	0,1
Emissioni CO ₂	kg/MWh		0(*)	0 (*)
Stato delle tecnologia		laboratorio	prototipo	industriale

(*) Le emissioni dipendono solo dal processo di produzione dell'idrogeno e non dall'uso delle celle

Fonte: studi ENEA, costruttori di celle a combustibile, Piattaforma nazionale Idrogeno e Celle a Combustibile, documenti della Unione Europea, documenti DOE (Stati Uniti) e studi internazionali (IPHE, IEA *Implementing Agreement "Advanced Fuel Cells"* ecc.)

Celle a combustibile

TECNOLOGIA: Celle a combustibile alimentate da combustibili contenenti carbonio

DESCRIZIONE: esistono diversi tipi di celle a combustibile che possono essere utilizzate con combustibili contenenti carbonio (fossili, biogas ecc.) con differenti caratteristiche e diverso grado di maturità tecnologica. Le celle a carbonati fusi (MCFC) usano come elettrolita una soluzione di carbonati alcalini fusa alla temperatura di funzionamento della cella (650 °C) e contenuta in una matrice ceramica porosa. Le celle a combustibile ad ossidi solidi (SOFC) hanno un elettrolita ceramico ed operano a circa 800-1000 °C. Il loro stadio di sviluppo è inferiore rispetto alle MCFC. Entrambe le tecnologie di celle sono promettenti per la generazione di energia elettrica e la cogenerazione da qualche centinaio di kW ad alcune decine di MW. Possono funzionare con molti combustibili diversi, anche di potere calorifero molto basso, come biogas o gas di discarica.

**TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 100 kW – multi MW (MCFC)
1 kW – 1 MW (SOFC)**

STATO E PROSPETTIVE: lo stato della tecnologia è precommerciale per quanto riguarda le MCFC per impianti da 300-500 kW; ancora in fase di sviluppo le SOFC, con impianti di dimensioni superiori a pochi kW solo per la tecnologia Siemens.

Per le MCFC l'obiettivo è di aumentare la durata e l'affidabilità e di ridurre i costi, mentre per le SOFC ancora esistono problemi di *scale-up* della tecnologia.

DATI TECNICI ED ECONOMICI		MCFC (indipendente dalla taglia)		
		2000	2005	2015
Efficienza elettrica	%		47,0	65,0
Efficienza termica	%		30,0	25,0
Vita impianto	anni		n.d.	20
Vita cella	ore		20000	40000
Costo investimento	€kW		7000	1000-1500
Costi fissi O&M	€kW/a		n.d.	n.d.
Costi variabili O&M	c€kWh		n.d.	0,1
Emissioni CO ₂	kg/MWh		(*)	(*)
Stato delle tecnologia	kg/MWh	laboratorio	prototipo	industriale

(*) Le emissioni dipendono dal combustibile utilizzato. Per il calcolo vedi metodologia indicata ad inizio paragrafo.

Fonte: studi ENEA, costruttori di celle a combustibile, Piattaforma nazionale Idrogeno e Celle a Combustibile, documenti della Unione Europea, documenti DOE (Stati Uniti) e studi internazionali (IPHE, IEA, "Implementing Agreement "Advanced Fuel Cells" ecc.)

Le tecnologie di conversione da fonti rinnovabili

Fotovoltaico

TECNOLOGIA: Fotovoltaico per utenze isolate

DESCRIZIONE: gli impianti fotovoltaici non connessi a rete (*stand-alone*, o *off-grid*) sono caratterizzati dalla presenza di un sistema di accumulo e del relativo controllo, per garantire la fornitura di elettricità anche di notte o in condizioni meteorologiche sfavorevoli. Meno frequentemente, invece, la continuità del servizio elettrico è garantita da un diverso sistema di generazione (per esempio, un gruppo diesel, un aerogeneratore e, più raramente, una cella a combustibile o una loro combinazione) affiancato al generatore fotovoltaico; in questi casi, il sistema così costituito viene detto impianto ibrido. Gli impianti *stand-alone* vengono utilizzati per applicazioni prevalentemente nel settore residenziale e industriale e, più in generale, in quelle situazioni in cui il collegamento alla rete comporta costi di investimento troppo elevati rispetto alla quantità di energia richiesta. Un impianto fotovoltaico può, per esempio, far funzionare gli apparecchi elettrici (lampade, televisore, frigorifero) di una abitazione rurale non alimentata dalla rete elettrica o di un rifugio alpino, oppure può alimentare apparati di telecomunicazioni, segnalazione, illuminazione, protezione catodica, dissalazione, pompaggio ecc., situati in località non elettrificate e, spesso, di difficile accesso.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: da 100 W a 10 kW

STATO E PROSPETTIVE: la maturazione della tecnologia ha portato, negli ultimi 20 anni, a una diminuzione dei costi dei moduli di circa 10 volte e al raddoppio del rendimento di sistema, imputabile quasi esclusivamente ai moduli stessi. Ciononostante, il costo di investimento di un impianto isolato permane ancora piuttosto elevato, anche a causa del sistema di accumulo; esso, infatti, è quasi sempre costituito da batterie stazionarie al piombo acido, che hanno efficienze di carica/scarica contenute e che richiedono, oltre a spazi adeguati, manutenzione frequente e due o tre sostituzioni nell'arco di vita dell'impianto. Questi rappresentano i principali parametri critici che incidono sulla diffusione della tecnologia su larga scala, il cui potenziale è, peraltro, estremamente elevato (vi sono due miliardi di persone nei paesi in via di sviluppo prive di elettricità). Tuttavia, anche ai costi attuali, esistono ampie nicchie di mercato per le quali viene da tempo impiegata questa tecnologia, essendo competitiva rispetto al collegamento alla rete o ad altri sistemi di generazione in loco.

DATI TECNICI ED ECONOMICI		100 W - 10 kW		
		2000	2005	2015
Efficienza elettrica	%	9,0	9,0	12,0
Vita impianto	a	20	25	30
Costo investimento	€/kW	8.000-12.000	8.000-12.000	4.000-6.000
Costi fissi O&M	€/kW/a	300	250-300	150-200
Emissioni CO ₂	kg/MWh	0	0	0
Stato della tecnologia		industriale	industriale	industriale

Fonte: studi ENEA, costruttori di componenti di componenti per impianti, installatori e studi internazionali (IEA)

TECNOLOGIA: Fotovoltaico per il collegamento alla rete

DESCRIZIONE: negli impianti fotovoltaici connessi a rete (*grid-connected*, o *on-grid*), l'energia elettrica prodotta in corrente continua dal generatore fotovoltaico viene sempre convertita in corrente alternata e, quindi, immessa nella rete elettrica e/o direttamente consumata dall'utenza, a seconda delle condizioni istantanee d'irraggiamento e di carico. Questi impianti vengono impiegati, di norma, in quei siti ove la produzione di energia elettrica da fonte convenzionale è costosa e/o a elevato impatto ambientale. Dopo un primo periodo dominato dalla realizzazione di sistemi per la generazione centralizzata, spesso composti da più impianti in parallelo nei casi di sistemi di grande taglia (comunque entro i 5-6 MW), è seguita la generazione distribuita, cioè l'installazione d'impianti di piccola potenza (qualche decina di chilowatt al massimo), i cui moduli fotovoltaici sono spesso posati su tetti o facciate di edifici o su strutture diverse, come pensiline e altro. Le applicazioni di taglia intermedia (100 kW – 1 MW) riguardano tipicamente il supporto a rami deboli della rete nazionale, a piccole reti locali (quali quelle delle isole minori) o a grosse utenze decentrate, come per esempio quelle dei grandi complessi turistico-alberghieri.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: da 1 kW a 5 MW

STATO E PROSPETTIVE: la diminuzione di un fattore 10 del costo dei moduli fotovoltaici, registrata in quest'ultimo ventennio, ha determinato una forte riduzione del costo dell'intero impianto; tuttavia, i moduli costituiscono ancora una voce critica per gli impianti collegati alla rete, incidendo a tutto oggi con una quota di circa del 50-60% sul costo dell'intero impianto. Parallelamente, il forte incremento dell'efficienza di modulo maturato negli stessi 20 anni ha comportato un significativo miglioramento del rendimento dell'impianto nel suo complesso; ma in prospettiva, appare improbabile conseguire ulteriori risultati altrettanto significativi, a meno di "miracoli" tecnologici da alcuni anni già allo studio. I costi, quasi esclusivamente d'investimento, variano a seconda della taglia e della tipologia di installazione (tetto, facciata, a terra ecc.) e non si esclude che possano ancora dimezzarsi nei prossimi 15-20 anni; in questa ipotesi, la tecnologia fotovoltaica non occuperebbe più l'attuale mercato di nicchia ed entrerebbe a pieno titolo nel mercato elettrico.

DATI TECNICI ED ECONOMICI		1 kW – 5 MW		
		2000	2005	2015
Efficienza	%	11,0	12,0	15,0
Vita impianto	anni	20	25	30
Costo investimento	€/kW	7.000-8.000	5.000-6.500	3.000-4.000
Costi fissi O&M	€/kW/a	100	80-100	50-70
Emissioni CO ₂	kg/MWh	0	0	0
Stato della tecnologia		industriale	industriale	industriale

Fonte: studi ENEA, costruttori di componenti per impianti, installatori e studi internazionali (IEA)

TECNOLOGIA: Fotovoltaico a concentrazione

DESCRIZIONE: gli impianti fotovoltaici a concentrazione si distinguono da quelli piani (che costituiscono la quasi totalità degli impianti oggi esistenti al mondo) essenzialmente per il fatto che la radiazione solare viene concentrata (tipicamente non oltre gli 800 X) da un opportuno sistema ottico, prima di raggiungere la cella fotovoltaica (posizionata in corrispondenza del fuoco). Inoltre, questa logica di funzionamento comporta sia l'impiego di celle ad hoc, cioè caratterizzate da alti valori di efficienza (possibilmente superiori al 30%) in condizioni di irraggiamento concentrato, sia di un sistema di "inseguimento" del sole durante il suo moto apparente. Sempre in ragione di questa logica, quindi, la tecnologia della concentrazione, valorizzando in modo particolare la componente diretta rispetto a quella globale della radiazione solare, trova la sua migliore collocazione geografica, ai fini della produzione di energia, in quei siti caratterizzati proprio da un elevato rapporto diretta/globale.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: da decine di kW a qualche decina di MW

STATO E PROSPETTIVE: il fotovoltaico a concentrazione, come del resto il fotovoltaico piano, presenta ancora alti costi, che ne circoscrivono fortemente la diffusione; la potenza globale installata, inoltre, è grosso modo un fattore 1000 minore di quella del fotovoltaico piano, particolare che indica la presenza di ulteriori fattori limitanti. Va però riconosciuto che su questa tecnologia si è investito in ricerca, a livello internazionale, in misura molto inferiore in paragone a quella dei moduli piani e che, soprattutto, essa offre il vantaggio di ridurre significativamente, a parità di producibilità, la quantità di materiale attivo, spostando così, in definitiva, il baricentro dei costi e dello sviluppo tecnologico, dal settore fotovoltaico a quello di materiali e componenti convenzionali (sviluppo di eliostati di grande superficie e di ottiche in grado di raggiungere fattori di concentrazione dell'ordine dei 500X e oltre). Comunque, si ritiene che il fattore chiave per conseguire una sensibile riduzione dei costi sia lo sviluppo e/o il consolidamento di nuove tecnologie per la realizzazione di celle fotovoltaiche a concentrazione, con efficienza superiore ad almeno il 30-35%.

<i>DATI TECNICI ED ECONOMICI</i>		100 kW - 10 MW		
		2000	2005	2015
Efficienza elettrica	%	18,0–20,0	22,0–27,0	>30,0
Vita impianto	anni	20	25	25–30
Costo investimento	€/kW	n.d.	7.000–9.000	2.000-000
Costi fissi O&M	€/kW/a	n.d.	70-90	15-23
Emissioni CO ₂	kg/MWh	0	0	0
Stato della tecnologia		prototipo	pilota	industriale

Fonte: studi ENEA e dati internazionali di origine diversa

TECNOLOGIA: Eolico per applicazioni di bassa potenza (minieolico)

DESCRIZIONE: il tipico impianto “minieolico” è costituito da un singolo aerogeneratore, al quale, nel caso di utenze non connesse alla rete elettrica, è abbinato un sistema di accumulo elettrico o altro dispositivo per assicurare al carico la continuità dell'alimentazione. Le applicazioni più ricorrenti afferiscono alle utenze domestiche, artigianali e, in particolare, a quelle agricole; in quest'ultimo caso, infatti, l'impiego di una risorsa energetica locale inesauribile e ampiamente diffusa nelle aree rurali rappresenta un valore aggiunto in termini di redditività. La potenza dell'impianto varia da qualche kW a qualche decina di kW (difficilmente si raggiungono i 100 kW di potenza mediante un singolo aerogeneratore). Altre applicazioni alquanto frequenti riguardano la navigazione da diporto, la protezione catodica e il settore delle telecomunicazioni (con taglia tipica 50 W - 1 kW). Al fine di migliorare la continuità della fornitura di energia, la generazione da fonte eolica viene integrata con un'altra fonte rinnovabile (per esempio fotovoltaico) o convenzionale (per esempio uno o più gruppi diesel). In questo caso si parla di un sistema ibrido.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: da qualche decina di Watt a 100 kW

STATO E PROSPETTIVE: la tecnologia di realizzazione dei generatori eolici di piccola taglia ha oggi raggiunto un buon livello di prestazioni, in termini di disponibilità ed affidabilità, a costi che rendono questa applicazione sempre più accessibile. Si può quindi immaginare, in prospettiva, un ampio uso di questa fonte anche in Italia, sia come supporto a utenze comunque servite dalla rete elettrica, anche in ambito rurale, sia in quei contesti dove l'accesso alla rete avrebbe costi proibitivi.

DATI TECNICI ED ECONOMICI *		50 W - 100 kW		
		2000	2005	2015
Efficienza elettrica	%	40,0–45,0	40,0–45,0	40,0–0,0
Vita impianto	anni	20	20	20
Costo Investimento (CI)	€/kW	2.000–3.000	1.500–2.500	1.000–2.000
Costi fissi O&M	% del CI	2-3%	2-3%	1,5-2%
Emissioni CO ₂	kg/MWh	0	0	0
Stato della tecnologia		industriale	industriale	industriale

I dati si riferiscono alle sole applicazioni in connessione alla rete

Fonte: studi ENEA e dati internazionali di origine diversa

TECNOLOGIA: Eolico on-shore

DESCRIZIONE: l'eolico *on-shore* fa riferimento ad aerogeneratori, di media e grande taglia (cioè oltre i 100 kW), e a centrali eoliche disposte sulla terraferma, per la produzione di energia elettrica. L'esempio tipico è rappresentato dalla *wind farm*, cioè una centrale eolica costituita da un insieme di più aerogeneratori disposti variamente sul territorio, ma collegati a un'unica linea elettrica che li raccorda alla rete (locale o nazionale). Gli aerogeneratori sono classificati in: macchine di media taglia (100 kW – 1 MW), di grande taglia (potenza oltre a 1 MW) e macchine multimegawatt (la cui potenza supera i 2 MW).

TIPOLOGIA DIMENSIONALE CENTRALE EOLICA: da 100 kW a oltre 100 MW

STATO E PROSPETTIVE: la fonte eolica potrà a breve termine contribuire in misura significativa alla diminuzione dell'impiego delle fonti fossili. Infatti, i progressi ottenuti a livello tecnologico hanno consentito di immettere sul mercato prodotti di dimensioni, potenza, disponibilità ed affidabilità crescenti e a costi sempre più vicini alla competitività. In particolare, l'evoluzione del settore ha consolidato il posizionamento degli aerogeneratori di grande taglia, che comportano alcuni significativi vantaggi in termini sia economici, sia energetico-ambientali. Più precisamente, l'impiego di macchine di grande taglia sta, da un lato, dimostrando un più efficace ammortamento dei costi di investimento e una riduzione di quelli di gestione, e, dall'altro consente una maggiore densità energetica e, di conseguenza, un minore impatto ambientale.

DATI TECNICI ED ECONOMICI		1 MW - 100 MW		
		2000	2005	2015
Efficienza elettrica	%	42,0-47,0	42,0-48,0	42,0-50,0
Vita impianto	anni	20	20	20
Costo investimento (CI)	€kW	1.000-1.200	850-1.100	800-1.000
Costi fissi O&M	% del CI	2-3 %	2-3 %	1,5-2 %
Emissioni CO ₂	kg/MWh	0	0	0
Stato della tecnologia *		industriale	industriale	industriale

* Riferito al componente base, cioè all'aerogeneratore e non alla centrale nel suo complesso

Fonte: studi ENEA e dati internazionali di origine diversa

Eolico

TECNOLOGIA: Eolico *off-shore*

DESCRIZIONE: 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. 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.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE CENTRALE EOLICA: da decine a centinaia di MW

STATO E PROSPETTIVE: dalle prime centrali *offshore* 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 600 MW) in ragione dei costi mediamente superiori del 50% 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 su fondali sempre più profondi e, contestualmente, all'utilizzo di macchine di taglia dell'ordine di 5 MW.

DATI TECNICI ED ECONOMICI		20 MW - 500 MW		
		2000	2005	2015
Efficienza elettrica	%	42,0-47,0	42,0-48,0	42,0-50,0
Vita impianto	anni	20	20	20
Costo investimento (CI)	€kW	1.700-2.200	1.500-1.900	1.200-1.700
Costi fissi O&M	% del CI	2-3%	2-3%	1,5-2%
Emissioni CO ₂	kg/MWh	0	0	0
Stato della tecnologia		pilota	pilota	industriale

Fonte: studi ENEA e dati internazionali di origine diversa

TECNOLOGIA: Idroelettrico

DESCRIZIONE: energia idroelettrica è un termine usato per definire l'energia ottenibile a partire da una caduta d'acqua per mezzo di un macchinario denominato turbina idraulica.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: > 10 MW

STATO E PROSPETTIVE: l'energia idroelettrica è competitiva su basi sia tecniche che economiche con le forme convenzionali di produzione di energia elettrica. I costi di investimento sono molto variabili in quanto legati all'entità delle opere civili necessarie alla realizzazione dello sbarramento e delle opere di adduzione. Esiste il problema legato alla necessità di ridurre l'impatto ambientale che può incidere sul costo complessivo. È quindi importante in sede di costruzione dell'impianto verificare la compatibilità ambientale e adottare componenti di elevata affidabilità che consentono di ridurre i costi per gli interventi di controllo e di manutenzione ed evitare possibili guasti.

<i>DATI TECNICI ED ECONOMICI</i>		>10 MW		
		2000	2005	2015
Efficienza elettrica	%	70,0	70,0	70,0
Vita impianto	anni	60	60	60
Costo investimento	€kW	800	800	1000 (*)
Costi fissi O&M	€kW/a	16	16	20
Costi variabili O&M	€kWh	0,05	0,03	0,03
Emissioni CO ₂	kg/MWh	0	0	0
Stato della tecnologia		industriale	industriale	industriale

(*) nel futuro, come conseguenza della diminuzione di siti idonei per l'installazione di impianti con potenza > 10 MW, si prevede un aumento dei costi di investimento

Fonte: elaborazione ENEA su dati internazionali (World Bank)

TECNOLOGIA: Mini-idraulica

DESCRIZIONE: energia idroelettrica è un termine usato per definire l'energia ottenibile a partire da una caduta d'acqua per mezzo di un macchinario denominato turbina idraulica. Il termine Mini-idraulica viene utilizzato per indicare centrali idroelettriche con una potenza inferiore a 10 MW, secondo quanto stabilito dall'organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo industriale (UNIDO)

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 1-10 MW

STATO E PROSPETTIVE: in Italia e in Europa il successo futuro della mini e micro-idraulica è legato soprattutto alla riattivazione di impianti già esistenti ma non sfruttati nel passato perché considerati non interessanti. Per rendere competitivo il mercato dei piccoli impianti idroelettrici è necessario prevedere una produzione su larga scala, per ridurre i costi di investimento, standardizzare la produzione su diverse tipologie di turbine particolarmente flessibili alle diverse caratteristiche dei siti che si intendono sfruttare. Negli ultimi 10 anni i progressi conseguiti nell'informatica e nell'elettronica hanno permesso miglioramenti nel controllo delle apparecchiature, nelle opere civili, nei sottosistemi di servizio, nello sviluppo delle turbine idrauliche ed hanno consentito di abbassare i costi di investimento aumentando l'efficienza e l'affidabilità degli impianti. L'introduzione di questi sistemi su larga scala consentirà nel futuro prossimo di conseguire un ulteriore abbattimento dei costi, soprattutto quelli di manutenzione.

<i>DATI TECNICI ED ECONOMICI</i>		1 -10 MW		
		2000	2005	2015
Efficienza elettrica	%	78,0	78,0	78,0-80,0
Vita impianto	anni.	40-60	40-60	40-60
Costo investimento	€kW	3000	3000	2200-2500
Costi fissi O&M	€kW/a	50	45	40-35
Costi variabili O&M	€kWh/a	0,05	0,04	0,04
Emissioni CO ₂	kg/MWh	0	0	0
Stato della tecnologia		industriale	industriale	industriale

Fonte: elaborazione ENEA su dati internazionali

(www.etaflorence.it – www.cordis.lu/frc/i_006_en.html - www.hydro.org)

Solare termodinamico

TECNOLOGIA: Sistemi a collettore parabolico lineare (*Parabolic trough*)

DESCRIZIONE: questi impianti utilizzano la radiazione solare come sorgente primaria di calore raccogliendola e concentrandola mediante l'utilizzo di pannelli a profilo parabolico lineare che inseguono continuamente il movimento del sole. 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 calore raccolto è utilizzato normalmente per la produzione di energia elettrica mediante i tradizionali cicli termodinamici acqua-vapore.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 30-400 MW

STATO E PROSPETTIVE: tecnologia matura con un gran numero di impianti, diffusi soprattutto negli Stati Uniti. Gli impianti in esercizio sono di tipo ibrido e utilizzano combustibili fossili in assenza di radiazione solare fino ad un massimo del 25% dell'energia termica. Sviluppi della tecnologia riguardano l'utilizzo di nuovi fluidi termovettore con incremento della temperatura di funzionamento (nel progetto ENEA sono utilizzati sali fusi con temperatura fino a 550 °C) e l'introduzione dell'accumulo termico per estendere il funzionamento dell'impianto ed eliminare l'utilizzo dei combustibili fossili. Questo tipo di impianti possono essere integrati in impianti termoelettrici a ciclo combinato riducendo i costi di investimento.

DATI TECNICI ED ECONOMICI		30 - 200 MW		
		2000	2005	2010-2015
Potenza	MW	30	100	200
Fluido termovettore		olio	olio	Hitec XL
Temperatura massima	°C	400	400	500
Frazione solare [1]	%	75,0	100	100
Area campo solare	km ²	0,188	1,120	1,955
Accumulo termico [2]	h	0	12	12
Fluido accumulo			sali fusi	Hitec XL
Fattore di utilizzo [3]	%	30,4	53,5	56,2
Efficienza [4]	%	10,7	14,3	17,1
Vita impianto	anni	25	25	25
Costo investimento	€kW	2.670	3.992	2638
Costi variabile O&M	c-€/kWh	2,83	1,9	0,983
Costo combustibile	c-€/kWh	0,011	n.d.	n.d.
Emissioni CO ₂	kg/MWh	100	0	0
Stato tecnologia		industriale	prototipo	prototipo

[1] Frazione dell'energia termica totale prodotta dalla fonte solare; il complemento è ottenuto da gas naturale

[2] Ore di funzionamento a potenza nominale in assenza di radiazione solare

[3] Rapporto tra l'energia elettrica annua prodotta e quella producibile se l'impianto lavorasse sempre alla potenza nominale: $E_e/(P_e \times 8760) \times 100$; E_e [MWh]

[4] Rapporto tra l'energia elettrica annua prodotta e l'energia solare diretta annua incidente sul campo solare: $E_e/(DNI/1000 \times \text{Area campo solare})$; DNI [kWh/(m² x a)], Area campo solare [m²], E_e (energia elettrica), a (anno)

TECNOLOGIA: Sistemi a torre solare (Solar tower)

DESCRIZIONE: questi impianti utilizzano la radiazione solare come unica sorgente di calore raccogliendola e concentrandola mediante l'utilizzo di pannelli riflettenti piani (eliostati) che inseguono il sole concentrando la luce solare verso un unico ricevitore montato sulla sommità di una torre e al cui interno viene fatto circolare un fluido per l'asportazione del calore. Il fluido utilizzato è normalmente una miscela di sali fusi con temperature fino a 565 °C; utilizzando un fluido gassoso la temperatura può superare gli 800 °C. Il calore raccolto è utilizzato normalmente per la produzione di energia elettrica mediante i tradizionali cicli termodinamici acqua-vapore o in turbine a gas. Le caratteristiche del vapore prodotto (temperatura e pressione) consentono di integrare agevolmente i sistemi a torre negli impianti termoelettrici a combustibili fossili. Inoltre questi impianti hanno la possibilità di alimentare un sistema d'accumulo termico per coprire in modo più soddisfacente la domanda di energia dall'utenza.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 10-200 MW

STATO E PROSPETTIVE: la tecnologia ha superato la fase dimostrativa a livello di prototipo industriale, anche se non è ancora giunta alla sua fase di maturità commerciale. Sono stati costruiti numerosi impianti sperimentali fino ad una potenza massima di 10 MW (SOLAR TWO). Sviluppi della tecnologia riguardano in particolare lo studio di nuovi ricevitori. In particolare è stato sviluppato un ricevitore in grado di effettuare il *reforming* del gas naturale per alimentare una turbina a gas.

DATI TECNICI ED ECONOMICI		10-200 MW	
		2005	2010-2015
Potenza	MW	13,7	200
Fluido termovettore		sali fusi	sali fusi
Temperatura massima	°C	565	565
Frazione solare [1]	%	100	100
Area campo solare	km ²	0,231	2,614
Accumulo termico [2]	h	16	13
Fluido accumulo		sali fusi	sali fusi
Fattore di utilizzo [3]	%	78,0	73,0
Efficienza [4]	%	13,7	16,8
Vita impianto	anni	25	25
Costo investimento	€kW	5.983	4.910
Costi variabile O&M	c€kWh	3,83	1,075
Emissioni CO ₂	kg/MWh	0	0
Stato tecnologia		Prototipo	Prototipo

Fonte: i dati sono relativi alle previsioni SunLab (SL-5641) e si riferiscono al sito di Kramer Junction con un DNI = 2940 kWh/(m² a).
Si è utilizzato un tasso di cambio pari a 1,2 \$/€
Per le note (1), (2), (3) e (4) vedi scheda precedente

TECNOLOGIA: Sistemi a disco parabolico (Parabolic dish)

DESCRIZIONE: 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 (>600 °C) viene 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 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 kW_e. La tecnologia è comunque di tipo modulare e permette la realizzazione di centrali di produzione di piccola potenza per utenze isolate. Applicazioni industriali di questo sistema consentono di ottenere temperature di funzionamento molto alte e rendimenti di conversione dell'energia solare in energia elettrica di circa il 30%, i più elevati tra tutte le tecnologie solari attualmente esistenti. Il motore utilizzato in questi sistemi converte il calore solare in lavoro come nei convenzionali motori a combustione interna o esterna. Il fluido di lavoro viene compresso, riscaldato e fatto espandere attraverso una turbina o un pistone per produrre energia meccanica trasformata in energia elettrica mediante un alternatore. Sono stati studiati diversi cicli termodinamici e differenti fluidi di lavoro; le attuali applicazioni industriali utilizzano motori con cicli Stirling e Bryton.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 10-30 kW

STATO E PROSPETTIVE: la tecnologia ha superato la fase dimostrativa a livello di prototipo industriale. Sono attualmente disponibili sul mercato dischi parabolici con potenze elettriche tra 10 e 25 kW.

Il componente prodotto dalla SES (Stirling Energy Systems) di Phoenix, sviluppato dalla Boeing insieme alla United Stirling AB, presenta un diametro superiore a 10 m, ha una potenza elettrica di picco di 25 kW, una temperatura di funzionamento di 720 °C ed un rendimento massimo di 29,4%. L'efficienza annuale risulta di circa il 24%.

Esiste anche un prototipo Eurodish, sviluppato nell'ambito di un progetto europeo, con diametro di 8,5 m e potenza di circa 10 kW.

Le attività di ricerca nel settore tendono a migliorare l'efficienza e l'affidabilità del sistema, ed a ridurre i costi.

TECNOLOGIA: Gassificazione da biomasse a ciclo combinato

DESCRIZIONE: la gassificazione è un processo di combustione in ambiente a elevata temperatura, nel quale viene immesso ossigeno in misura ridotta rispetto alla quantità stechiometrica. Ciò determina l'ossidazione incompleta del combustibile solido (nella fattispecie legno, scarti agricoli, rifiuti) e la conseguente trasformazione dello stesso in combustibile gassoso. La proporzione tra i vari componenti del gas prodotto varia notevolmente in funzione dei diversi tipi di gassificatore (letto fisso, letto fluido), di agente gassificante (aria, vapore, ossigeno), di combustibile e relativo contenuto di umidità. Con riferimento alle possibili applicazioni si distinguono: impianti per la sola generazione di calore, impianti per la produzione di energia elettrica tramite *cofiring* con carbone o gasolio, impianti di piccola taglia a letto fisso per la generazione elettrica o la cogenerazione, impianti per la produzione di gas di sintesi e, infine, impianti a ciclo combinato (CHP – *Combined Heat and Power*) utilizzati, generalmente, in cogenerazione.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 5 MW – 25 MW

5-10 MW elettrici per impianti IGCC

La limitazione della taglia è dovuta essenzialmente ai problemi tecnici ed economici legati all'approvvigionamento e allo stoccaggio di ingenti quantitativi di biomasse

STATO E PROSPETTIVE: gli impianti per la sola generazione termica, quelli per la generazione elettrica con *cofiring* e quelli di piccola taglia sono, sia pure a un diverso livello, già disponibili su scala commerciale. La tecnologia IGCC non è ancora giunta a piena maturazione, pur essendo valutata come l'approdo finale dell'evoluzione dei sistemi per la conversione elettrica delle biomasse. Per l'utilizzo su larga scala di questa tecnologia è necessario ancora un notevole lavoro di studio, sviluppo e verifica sperimentale su tutti i componenti del sistema, a partire dalla sezione di alimentazione del combustibile per finire al gruppo di potenza. Dopo il primo impianto dimostrativo da 7 MW_e e 9 MW_t realizzato in Svezia nel 1993, altri progetti sono in corso a livello europeo sempre su gassificatori di taglia non elevata: in effetti i rischi tecnici e finanziari associati con la realizzazione di impianti di dimensioni maggiori vengono al momento valutati ancora troppo grandi.

DATI TECNICI ED ECONOMICI *		5 MW - 25 MW		
		2000	2005	2015
Efficienza elettrica	%	25,0	25,0	40,0
Efficienza globale (CHP) **	%	60,0	60,0	70,0
Vita impianto	anni	15	15	30
Costo investimento	€/kW	3.500	3.500	2.500
Costi fissi O&M***	€/kW/a	175	175	125
Costi variabili O&M***	€/kWh	0,05	0,05	0,03
Emissioni CO ₂	kg/MWh	0	0	0
Stato della tecnologia		Pilota	Pilota	(****)

* I dati 2000 e 2005 si riferiscono a impianti da 5-10 MW; le stime al 2015 alla taglia di 25 MW

** Energia globalmente prodotta (elettrica + termica) per unità di energia contenuta nella biomassa in ingresso nel sistema

*** I costi sono riferiti solo alla generazione elettrica, sia in termini di kW installati, sia in termini di kWh prodotti

**** Non vi sono elementi sufficienti per prevedere se la tecnologia al 2015 potrà essere considerata già industriale

TECNOLOGIA: Centrali nucleari ad acqua pressurizzata (PWR)

DESCRIZIONE: impianti nucleari del tipo ad acqua in pressione. La reazione nucleare ha luogo nel nocciolo, costituito da elementi di combustibile contenenti pastiglie in ossido di uranio arricchito o miscele di ossidi di uranio e plutonio. L'acqua che attraversa il nocciolo ha la duplice funzione di asportare il calore e di moderare la reazione nucleare. Il calore è ceduto a 4 circuiti secondari attraverso altrettanti generatori di vapore che alimentano il gruppo turbina-alternatore per la produzione di energia elettrica.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 1560 MW (1490 MW netta)

Parametri termodinamici max: pressione 155 bar, temperatura 330 °C

STATO E PROSPETTIVE: tecnologia matura, realizzata in quattro impianti in funzione dal 1997. Lo sviluppo di questa filiera ha portato al progetto del reattore franco-tedesco EPR, dotato di più avanzate caratteristiche di sicurezza ed economicità migliorata del 10%. Nel prossimo decennio è prevista la realizzazione di due impianti EPR, in Finlandia e in Francia.

<i>DATI TECNICI ED ECONOMICI</i>		1560 MW	
		2000	2005
Combustibile utilizzato		UOX e PuOX	UOX e PuOX
Efficienza elettrica	%	36,0	36,0
Vita impianto *	anni	40 (ext 60)	40 (ext 60)
Fattore di utilizzo	%	85,0	85,0
Costo investimento **	€/kW	1600	1600
Costi fissi O&M	€/kW/a	40,3	40,3
Costo combustibile ***	cEuro/kWh	n.d.	0,44
Emissioni CO ₂	kg/MWh	0	0
Stato della tecnologia		industriale	industriale

*) L'EPR è concepito all'origine per una vita operativa di 60 anni

**) È incluso il costo di smantellamento, stimato pari al 15% dell'investimento totale. Tale costo è attualizzato alla data di messa in servizio dell'impianto, considerando un tasso di rendimento a basso rischio (3%) per la vita operativa dell'impianto

***) Valore annuo medio su tutta la vita dell'impianto

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD, Projected cost of electricity generation, 2005 Update, ISBN 92-64-00826-8 (2005)

LE TECNOLOGIE DI PRODUZIONE DELL'IDROGENO

TECNOLOGIA: Idrogeno da combustibili fossili

DESCRIZIONE: l'idrogeno può essere considerato uno dei vettori energetici ideali (insieme alla elettricità) in un sistema energetico "sostenibile". Può essere prodotto a partire da un'ampia gamma di fonti energetiche primarie (fossili, rinnovabili, nucleare), consentendo di migliorare quindi i margini di sicurezza degli approvvigionamenti. Non genera né CO₂ né altri inquinanti locali durante il suo utilizzo, consentendo quindi una riduzione dei gas ad effetto serra e delle emissioni inquinanti e trova impiego in una molteplicità di applicazioni (usi stazionari, portatili e trasporto).

Le tecnologie di produzione dell'idrogeno possono essere divise in quelle da combustibili contenenti carbonio e in quelle da fonti rinnovabili e nucleare.

Nel primo caso i combustibili di partenza possono essere molti (carbone, olio combustibile, gas naturale, biomasse, rifiuti ecc.), ma tutti i processi sono caratterizzati nella co-produzione di CO₂, che deve quindi essere separata e confinata. Le caratteristiche dei processi sono tali che la separazione della CO₂ risulta molto più facile ed economica che nella cosiddetta "post-combustione".

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: on-site 50–50.000 Nm₃/h
centralizzati 100.000 milioni di Nm₃/h

STATO E PROSPETTIVE: La produzione di idrogeno da combustibili fossili è un processo consolidato industrialmente, ma l'utilizzo in campo energetico presenta requisiti particolari in termini di *scale-up* ed efficienza dei processi. Studi sono in corso in tutto il mondo.

Le previsioni per il costo dell'idrogeno così prodotto variano a seconda dei processi utilizzati. La *European Hydrogen and Fuel Cell Platform*, nel documento "Deployment Strategy" individua un costo oscillante fra 1 €/kg e 8 €/kg al 2020, in cui i valori più bassi riguardano la produzione da gas naturale (senza separazione CO₂), mentre i più elevati l'elettrolisi da energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili.

Il Department of Energy ha recentemente uniformato gli obiettivi di costo al 2015 per l'idrogeno CO₂-free al valore di 1,7-2,5 €/kg, indipendentemente dalla fonte primaria utilizzata.

Per quanto riguarda il costo della CO₂ evitata i valori target sono 10-15 €/tCO₂ con riduzioni globali delle emissioni > del 60-70% rispetto agli scenari tendenziali

LE TECNOLOGIE DI PRODUZIONE DELL'IDROGENO

TECNOLOGIA: Idrogeno da fonti rinnovabili

DESCRIZIONE: le tecnologie attualmente disponibili per la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili si limitano, ad oggi, all'uso della energia elettrica prodotta (ad es. in impianti fotovoltaici, eolici o idroelettrici) per scindere l'acqua nel processo di elettrolisi. Oltre allo scarso interesse energetico della conversione elettricità-idrogeno-elettricità, con l'esclusione della funzione di "accumulo" della energia elettrica in caso di produzione fortemente discontinua e non utilizzabile, tale processo è caratterizzato da una bassa efficienza degli elettrolizzatori, che penalizzano fortemente l'intera catena energetica. Anche l'alto costo dei sistemi è un ostacolo.

Sono allo studio però processi alternativi per la produzione di idrogeno senza passare necessariamente per lo stadio di produzione di energia elettrica. Molti di essi sono estremamente promettenti, seppur ancora allo stadio di studi di laboratorio o di piccoli impianti pilota:

- cicli termochimici da energia termica solare o nucleare;
- processi biologici;
- processi fotoelettrochimici;
- elettrolisi ad alta temperatura.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: elettrolisi <150 Nm³/h

Altri processi possono avere lo stesso *range* di quelli relativi alla produzione da combustibili fossili

STATO E PROSPETTIVE: Le tecnologie di produzione dell'idrogeno da fonti rinnovabili, in particolar modo quelle diverse dalla elettrolisi, sono considerate l'obiettivo a cui i sistemi energetici dovranno tendere nel lungo termine (dopo il 2030-2050).

Attualmente sono in corso numerosissimi programmi sia di ricerca di base che di sviluppo di prototipi ma, con l'esclusione della elettrolisi, non esistono altri processi che possano essere considerati allo stadio industriale.

Attualmente i costi dell'idrogeno prodotto con i processi a disposizione sono circa un ordine di grandezza superiori a quelli da fonti fossili.

In una economia di mercato i target per l'idrogeno CO₂-free dovranno essere gli stessi per tutti i processi.

Il Department of Energy nel luglio 2005 ha uniformato gli obiettivi di costo al 2015 al valore di 1,7-2,5 €/kg, indipendentemente dalla fonte primaria utilizzata.

Per quanto riguarda il costo della CO₂ evitata, i valori target sono gli stessi dei combustibili fossili, con valori < 15 €/tCO₂, con riduzioni globali delle emissioni > del 60-70% rispetto agli scenari tendenziali.

TECNOLOGIA: Biocombustibili liquidi (etanolo e biodiesel)

DESCRIZIONE: i biocombustibili liquidi si ottengono a seguito di un processo di trasformazione strutturale della materia organica di piante zuccherine (etanolo) e oleaginose (biodiesel). Più precisamente, l'etanolo viene prodotto dalla fermentazione degli zuccheri, con processi che si differenziano sulla base della materia prima utilizzata: partendo da colture zuccherine, si può ottenere con un solo stadio l'etanolo, mentre partendo da amido è necessario uno stadio di idrolisi preliminare. La produzione di etanolo da cellulosa (ed emicellulosa) richiede, come nel caso dell'amido, uno stadio di idrolisi con enzimi specifici e un pretrattamento della biomassa. Il biodiesel, invece, viene prodotto mediante un processo di transesterificazione degli oli vegetali con metanolo. Il biodiesel, usato puro o come additivo al gasolio, rappresenta attualmente l'unico esempio di utilizzo a scala industriale di coltura energetica in Italia. L'etanolo, con più di 18,3 milioni di tonnellate nell'anno 2003, risulta peraltro il biocarburante più prodotto nel mondo. I biocombustibili portano altri vantaggi, oltre a quello legato alla CO₂, nel contenimento dell'inquinamento causato dai mezzi di trasporto: non contengono zolfo, sono totalmente biodegradabili, evitano l'emissione di sostanze nocive associate alla combustione di combustibili fossili, riducono le emissioni di CO e di altri prodotti incombusti contenendo ossigeno la loro molecola.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 60-100 kt/a

STATO E PROSPETTIVE: i biocombustibili liquidi rappresentano l'unica fonte rinnovabile in grado di sostituire direttamente la benzina e il gasolio. La tecnologia per la produzione di biodiesel e bioetanolo da colture agricole dedicate è consolidata, ma richiederebbe che una parte consistente della superficie agricola nel nostro Paese fosse destinata a tale scopo. Entrambi i processi di produzione di etanolo e biodiesel si basano su tecnologie consolidate, ma sono necessari ulteriori perfezionamenti affinché sia raggiunta la competitività economica dei biocombustibili (l'etanolo prodotto per questa via è 2-3 volte più costoso). Negli ultimi anni, comunque, sono stati compiuti significativi progressi che lasciano intravedere una imminente commercializzazione di questi prodotti.

DATI TECNICI ED ECONOMICI		Etanolo da canna da zucchero		
		2000	2005	2015
Efficienza lorda etanolo + surplus energy/feed + fuel**	%	63	72	85
Efficienza netta fossil fuel/etanolo **	%	0,33	0,28	0,25
Capacità lorda etanolo anidro***	MI/a	10	12	15
Vita impianto***	a	15	15	15
Costo investimento***	€MI/a	258.000	258.000	258.000
Costi fissi O&M	c-€1	12	10	9
Costi variabili O&M	c-€1	18	17	15
Costo produzione etanolo****	c-€1	40	34	30
Emissioni CO ₂ *	kg/l	0	0	0
Stato della tecnologia		industriale	industriale	industriale

* Vedi il paragrafo "Calcolo delle emissioni di CO₂"

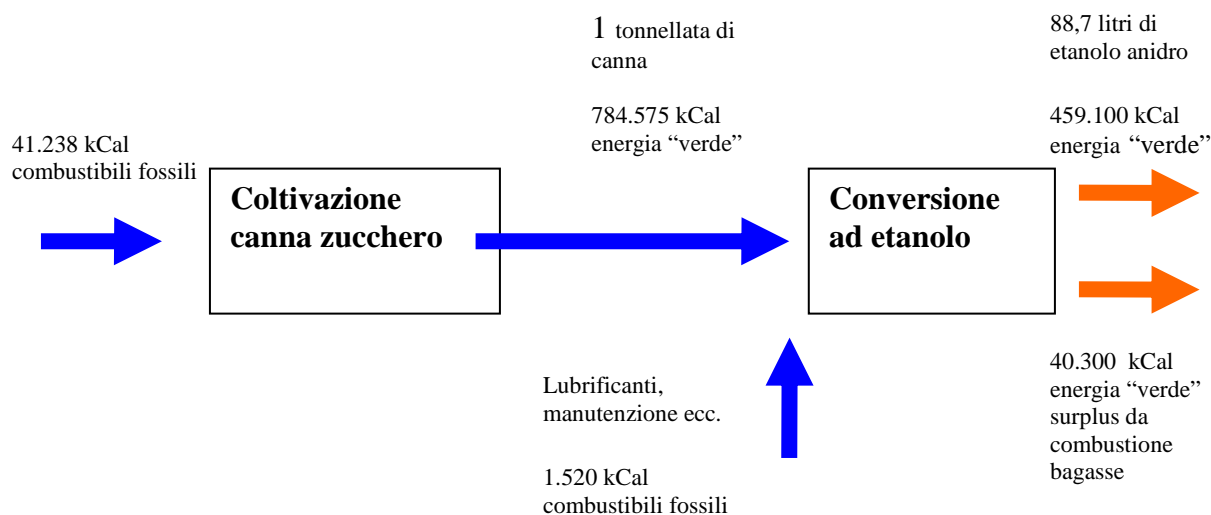
** www.unica.com.br/i_pages/files/pdf_ingles.pdf . Sono contabilizzati i consumi di energia per la coltivazione della canna

*** http://www.ethanolindia.net/project_cost.htm

**** F.O. Licht's World Ethanol And Biofuel Report, novembre 9, 2005

Nota: L'aspettativa SPECIFICA più grossa di miglioramento per la conversione di canna da zucchero in etanolo è: recupero energetico IN DISTILLERIA della paglia e delle foglie della pianta di canna che attualmente vengono bruciate sul campo prima della trebbiatura. www.mct.gov.br/clima/comunic_old/pdf/cenbio9.pdf

Bilancio di energia per 1 tonnellata di canna processata



<i>DATI TECNICI ED ECONOMICI</i>		Biodiesel		
		2000	2005	2015
Efficienza lorda biodiesel/feed + fuel	%	89	89	89
Efficienza netta fossil fuel/biodiesel	%	0,089	0,080	0,070
Capacità lorda	kt/a	10	100	150
Vita impianto	a	15	15	20
Costo investimento	€/kt/a	200.000	150.000	130.000
Costi fissi O&M	c€/l	15	13	13
Costi variabili O&M	c€/l	35	25	24
Costo produzione biodiesel	c€/l	55	45	40
Emissioni CO ₂ *	kg/l	0	0	0
Stato della tecnologia		pilota	industriale	industriale

Fonte: Booth E, et al. "Economic Evaluation of Biodiesel Production" Oct. 2005
 Biodiesel performance cost and use (<http://www.eia.doe.gov>)

SOLARE

TECNOLOGIA: Solare termico a bassa temperatura

DESCRIZIONE: le tecnologie a bassa temperatura comprendono i sistemi che usano un pannello solare (o collettore) per riscaldare un liquido o l'aria, con lo scopo di trasferire il calore solare per produrre acqua calda sanitaria e/o per riscaldare gli edifici. La superficie dei pannelli esposta alla radiazione solare, misurata in m², costituisce la grandezza fisica in base alla quale si esprime la taglia di un impianto.

TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 2-4 m² per utenze mono-familiari; 10 m² per utenze multi-familiari; oltre i 100 m² per applicazioni specifiche (piscine, centri sportivi, complessi turistico-alberghieri, ecc.)

STATO E PROSPETTIVE: la tecnologia del solare termico a bassa temperatura, dal punto di vista tecnico è ormai matura, affidabile e, in diverse applicazioni, già competitiva rispetto alle tecnologie convenzionali. I collettori più diffusi sono quelli a più basso costo, cioè i collettori piani vetrati. Si segnala comunque che anche in Italia l'installazione di impianti con collettori a tubi evacuati è in espansione, soprattutto in conseguenza dell'introduzione nel mercato di collettori a doppio tubo di origine cinese, notevolmente più economici dei collettori a tubi evacuati tradizionali. Ciò porterà a un aumento dell'efficienza media degli impianti. Relativamente ai costi, un impianto solare per la produzione di acqua calda sanitaria con una superficie di 4 m² e 250-300 litri di serbatoio di accumulo costa 2.000-2.500 € inclusi installazione, materiale di consumo e IVA al 10%. Se, inoltre, è prevista l'integrazione al riscaldamento, il prezzo aumenta fino a 6.000-10.000 € (in funzione della frazione solare che s'intende coprire). Attualmente, sebbene siano poco presenti in Italia, gli impianti solari termici di grandi dimensioni (>100 m²) per grosse utenze rappresentano l'applicazione più redditizia e possono comportare una riduzione del costo a m², grazie agli effetti dell'economia di scala. In prospettiva, in considerazione dei ridotti numeri di questa tecnologia in Italia, in termini di installato pro-capite (circa 6 m² ogni 1000 abitanti) e di fatturato annuo, è attesa una forte crescita del mercato nazionale.

DATI TECNICI ED ECONOMICI		Taglia tipo: 4 m²		
		2000	2005	2015
Quota del solare (*)	%	75,0	75,0	80,0
Efficienza termica	%	38,0	40,0	42,0
Vita impianto	anni	20	20	20
Costo investimento	€/m ²	650	600	450
Costi fissi O&M	€/m ²	10-15	15-20	20-25
Costi variabili O&M	€/MWh _t	20-25	20-25	25
Emissioni CO ₂	kg/MWh _t	0	0	0
Stato della tecnologia		artigianale	semindustriale	industriale

(*) rapporto tra l'energia coperta dalla fonte solare e l'energia richiesta dall'utente

Le tecnologie energetiche a confronto: emissioni di CO₂ e costi dell'energia prodotta

Un parametro significativo di confronto è certamente il costo dell'unità di energia elettrica prodotta, relativo a ciascuna tecnologia. Si deve tenere conto però che nessun metodo di stima di tale costo riflette correttamente e in modo esaustivo gli aspetti economici della produzione di energia: la ragione principale è che non è possibile rappresentare con un solo numero finale tutti i fattori, variabili nel tempo di vita utile degli impianti, che contribuiscono alla determinazione del costo. La determinazione di questo valore è, quindi, cosa non agevole e si presta a innumerevoli critiche. Al fine di effettuare confronti economici tra varie tecnologie, si è scelto di utilizzare il metodo del cosiddetto "costo medio livellato dell'unità di energia elettrica" utilizzato in sede internazionale ed approvato dall'IEA, di seguito descritto.

Per avere una base di dati omogenei e quindi confrontabili sono state definite due metodologie standard di calcolo sia per quanto riguarda la valutazione di CO₂ emessa dall'impianto, sia per quanto riguarda il "costo medio livellato" dell'unità di energia elettrica prodotta.

METODO SEMPLIFICATO DI CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO₂

Nel corso dei diversi processi di generazione di energia elettrica da fonti fossili, il carbonio contenuto nel combustibile viene integralmente trasformato in anidride carbonica tramite la reazione con l'ossigeno contenuto nell'aria.

Pertanto a diversi combustibili corrispondono diversi "CO₂ factor", che rappresentano quanta CO₂ si forma dalla conversione completa di una unità di combustibile.

Nella tabella si riportano tali fattori per i combustibili più comunemente utilizzati. Si sottolinea come il caso delle biomasse sia da considerare in modo particolare: il combustibile di partenza contiene carbonio, e quindi genera CO₂, ma lo stesso carbonio è quello che la biomassa ha sottratto dall'atmosfera, fissandolo. Pertanto si può immaginare un "ciclo chiuso" della CO₂, che non concorre ad aumentarne la concentrazione in atmosfera; il relativo "CO₂ factor" è stato quindi convenzionalmente fissato a zero.

Combustibile	F _{CO₂} CO ₂ factor (kg/MWh _t)
Gas naturale	205
Petrolio	255
Carbone	340
Biomasse	0

Dal CO₂ factor si può risalire facilmente ad una stima approssimativa delle emissioni di un impianto, semplicemente dividendo questo valore per l'efficienza elettrica, secondo la seguente espressione:

$$E_{CO_2} = F_{CO_2} / \text{Eff}$$

dove:

$$E_{CO_2} = \text{Emissioni (kg/MWh}_e\text{)}$$

$$F_{CO_2} = \text{CO}_2 \text{ factor del combustibile (kg/MWh}_t\text{)}$$

$$\text{Eff} = \text{Efficienza elettrica}$$

METODO DI CALCOLO DEL COSTO MEDIO LIVELLATO DELL'UNITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

Il costo medio livellato dell'unità di energia elettrica viene definito come "quel costo medio nella vita dell'impianto che, moltiplicato per l'energia mediamente prodotta in un anno, uguaglia la rata annuale costante di un piano di ammortamento del capitale investito inizialmente e di quello speso per l'esercizio e la manutenzione, esteso all'intera vita produttiva".

Il calcolo utilizza l'espressione:

$$C_{kWh} = (C_i * A + C_m + C_f) / N$$

Dove:

C_{kWh} rappresenta il "costo medio livellato del kWh"

C_i = costo di investimento

A = fattore di attualizzazione dell'investimento

C_m = costi annui fissi e variabili, operativi e di manutenzione (O & M)

C_f = costo annuo del combustibile

N = numero di kWh prodotti in un anno

Il fattore A di attualizzazione dipende dalla vita "t" dell'impianto e dal tasso d'interesse "r"³, ed è valutabile mediante l'espressione:

$$A = r / (1 - (1 + r)^{-t})$$

Per gli "impianti termoelettrici a combustibili fossili", i parametri utilizzati ai fini della valutazione del costo unitario di generazione dell'energia elettrica sono i seguenti:

- Costo combustibile (carbone): 2,05 €/GJ
- Costo combustibile (gas naturale): 5,56 €/GJ
- Costo combustibile (olio combustibile): 5,99 €/GJ

- Fattore di carico degli impianti: 0,8 corrispondenti a 7000 ore/anno per tutti gli impianti, al fine di rendere confrontabili i costi dell'energia elettrica prodotta.

Fattore di carico (FC)

Per ciascun impianto, il "fattore di carico" esprime il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta in un anno e quella producibile se l'impianto lavorasse, per un anno, sempre alla potenza nominale.

Applicando i metodi enunciati per calcolare il costo medio livellato del kWh e le emissioni relative, per le tecnologie che allo stato attuale delle conoscenze consentono tale calcolo, al solo fine di eseguire un confronto, e facendo riferimento ai dati riportati nelle tabelle precedenti, si è elaborata la tabella seguente:

³ Convenzionalmente in questo genere di valutazioni si utilizza un tasso d'interesse $r = 5\%$

CONFRONTO DI COSTI DELL'ENERGIA ELETTRICA (calcolata con il metodo del costo medio livellato) PRODOTTA CON TECNOLOGIE CHE UTILIZZANO DIVERSE FONTI E RELATIVE EMISSIONI DI CO₂

TECNOLOGIE ENERGETICHE / FONTI	Taglia dell'impianto prescelto a riferimento	Fattore di carico FC	Costo del kWh medio livellato (2005)	Emissione di CO ₂ stimata	Note
	MW	---	c €/ kWh	MWh _e	
DA COMBUSTIBILI FOSSILI FOSSILI					
Ciclo a vapore ad olio combustibile	660	0,8	6,5	0,65	
Ciclo a vapore a polverino da carbone	330	0,8	3,3	0,89	
Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone (IGCC)	660	0,8	3,7	0,85	
Ciclo a vapore supercritico a polverino di carbone (Supercritical PCC)	900	0,8	3,1	0,77	
Cicli combinati gas-vapore alimentati a gas naturale (NGCC)	800	0,8	4,2	0,35	
"ZERO EMISSION" o "QUASI ZERO EMISSION"					
Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone, cattura della CO ₂ e produzione di idrogeno (IGCC Zero Emission)			n.d.		Tecnologia preindustriale in fase di studio
Ciclo combinato gas-vapore, alimentato a gas naturale, con cattura della CO ₂ a valle della combustione			n.d.		Tecnologia preindustriale in fase di studio
CELLE A COMBUSTIBILE					
Celle a combustibile alimentate ad idrogeno per usi stazionari e per trazione			n.d.		Tecnologia allo stato di prototipo
Celle a combustibile alimentate da combustibili contenenti carbonio			n.d.		Tecnologia allo stato di prototipo
DA FONTI RINNOVABILI					
Fotovoltaico per utenze isolate	10 ⁻⁴ - 10 ⁻²	0,15	62 - 88	---	Italia centrale
Fotovoltaico per il collegamento a rete	10 ⁻³ - 5	0,15	33 - 43	---	Italia centrale
Fotovoltaico a concentrazione	0,1 - 10	0,30	22 - 28	---	Italia centrale
Eolico per applicazioni bassa potenza (mini-eolico)	5x10 ⁻⁵ - 0,1	0,20	9 - 16	---	
Eolico on-shore	1 - 100	0,25	4 - 6	---	
Eolico off-shore	20 - 500	0,40	4 - 6	---	
Impianti idroelettrici	> 10	0,5	4,3	---	
Mini idraulica	< 10	0,6	8,6	---	
Sistemi a collettore parabolico lineare	30 - 400	0,53	n.d.	---	Tecnologia allo stato di prototipo
Sistemi a torre solare	10 - 200	0,78	n.d.	---	Tecnologia allo stato di prototipo
Sistemi a disco parabolico	10 ⁻²	n.d.	n.d.	---	Tecnologia allo stato di prototipo
Ciclo combinato alimentato a gassificazione da biomasse (CHP)	5 - 25	0,8	12	-	
DA NUCLEARE					
Centrali nucleari ad acqua pressurizzata	1560	0,85	2	---	

Fonte: elaborazione ENEA (Unità UDA-Advisor)

6.3 IL QUADRO DELLA RICERCA, LA COMPETITIVITÀ, LE FONTI DI FINANZIAMENTO

6.3.1 Il quadro della ricerca

6.3.1.1 Il Programma Nazionale per la Ricerca (PNR) 2005-2007

La sensibilità e la consapevolezza progressivamente cresciute sull'importanza delle attività di Ricerca e Sviluppo (R&S) come fattore determinante per la competitività dei sistemi economici, ovvero per la "capacità di una economia di produrre beni e servizi competitivi nel mercato mondiale, e di fornire contemporaneamente alla sua popolazione, su base sostenibile, un alto tenore di vita e un alto livello di impiego per tutte le persone abili al lavoro", ha comportato una maggiore attenzione delle autorità pubbliche per quelle che sono considerate le criticità strutturali dei sistemi economici. All'interno del quadro europeo, tali attenzioni hanno prodotto le indicazioni del Consiglio Europeo di Lisbona del 2000, con cui l'UE si è posta l'obiettivo di divenire entro il 2010 "l'economia più competitiva al mondo, basata sulla conoscenza, capace di una crescita economica sostenibile, con più numerosi e migliori posti di lavoro ed una maggiore coesione sociale".

Nonostante le cautele espresse in alcuni studi⁴ sulla realizzabilità di tali obiettivi, l'attuazione delle indicazioni europee vengono adottate con una serie di documenti che culminano con il Programma Nazionale per la Ricerca (PNR) 2005-2007.

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 PIL⁵.

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 cercato di tenere in conto una riconsiderazione dei modelli tradizionali di intervento, spostandosi da una 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), ad una nuova direzione strategica e di sostegno finanziario dell'attività di R&S, che prevede una stretta cooperazione tra i diversi attori, università, enti pubblici di ricerca, industria, indirizzata verso il supporto di programmi in settori strategici per l'economia e l'industria.

⁴ Sirilli G., "Will Italy meet the ambitious European target for R&D expenditure? *Natura non fecit saltus*" *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 71/5, 2004.

⁵ Per ulteriori dettagli sulle prestazioni del sistema economico italiano si veda il paragrafo sulla competitività.

Ad un miglioramento degli attuali meccanismi di scelta, impiego e valorizzazione del capitale umano, il PNR 2005-2007 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).

IL PROGRAMMA NAZIONALE DI RICERCA 2005-2007

Il PNR 2005-2007, pubblicato nel gennaio 2005, 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. I precedenti documenti governativi a cui questo PNR si ricollega sono "Le linee Guida del PNR" approvate dal CIPE il 25.05.2000 e il "Programma Nazionale della Ricerca" approvato dal CIPE il 21.12.2000, le "Linee Guida per la Politica Scientifica e Tecnologica del Governo", approvate dal CIPE il 19.03.2002 e le "Linee Guida per la Valutazione della Ricerca" del luglio 2003.

Nel testo del PNR 2005-2007 vengono fissate le missioni affidate al sistema di R&S italiano, che possono sinteticamente essere rappresentate dai seguenti punti:

- svolgere attività di ricerca fondamentale, libera ma di eccellenza - ricerca in quanto valore in sé, da tutelare e promuovere secondo il dettato costituzionale, per lo sviluppo culturale del Paese e come fonte di nuove idee e nuovi avanzamenti nella conoscenza; è l'attività che tradizionalmente è stata svolta, spesso con successo, dal nostro sistema scientifico;
- svolgere attività di alta formazione, finalizzata all'incremento qualitativo e quantitativo del capitale umano, un fattore decisivo per assicurare lo sviluppo scientifico, economico e sociale del Paese;
- contribuire (anche) attraverso l'assimilazione della nuova conoscenza prodotta a livello mondiale al suo trasferimento al sistema produttivo del Paese;
- contribuire con lo svolgimento di queste funzioni alla competitività del Paese, in collaborazione con il sistema produttivo, per lo sviluppo di nuove tecnologie, di nuovi prodotti, processi e servizi, competitivi sul mercato globale; si tratta di un aspetto fondamentale spesso sottovalutato, che richiede una forte attenzione e un potenziamento.

Le linee direttive del PNR prevedono:

- di diffondere nella nostra società la considerazione che l'intero settore dell'educazione e della ricerca deve essere considerato di interesse strategico, alla base della competitività del Paese, prioritario per il futuro del Paese;
- di prevedere in questo ambito strategie, indirizzi ed interventi del Governo di carattere fortemente innovativo, nel quadro del programma di modernizzazione del Paese;
- di allineare a questo fine il nostro sistema scientifico e tecnologico a quello dei Paesi più avanzati, mettendolo in grado di fornire un contributo decisivo alla competitività del Paese.

Le azioni necessarie per il raggiungimento di questi obiettivi, previste e dettagliatamente descritte nel presente PNR e con cui il Governo intende attuare i processi di cambiamento del nostro sistema scientifico e tecnologico, possono essere ricondotte alle seguenti parole chiave:

- sviluppo e valorizzazione del capitale umano per e attraverso la ricerca;
- eccellenza nelle attività di ricerca di base;
- multidisciplinarietà;
- internazionalizzazione;
- collaborazione pubblico-privato;
- concentrazione su punti di forza e settori strategici;
- utilizzo di una pluralità di fonti di finanziamento;
- valutazione.

I settori strategici di intervento, già identificati nelle "Linee Guida", sono analizzati nell'Allegato al PNR e sono rappresentati da:

- 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).

Temi di ricerca particolarmente rilevanti per il settore energia.

Le principali aree in cui il settore energia viene normalmente suddiviso e alle quali è opportuno fare riferimento per una logica impostazione dei programmi di intervento sono:

- *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.

Con riferimento all'importanza degli idrocarburi come fonte primaria di energia e alla 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 poi 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.

6.3.1.2 La valutazione della ricerca. La Relazione 2001-2003 del CIVR

Il Governo, al fine di migliorare significativamente la qualità delle attività di R&S, ha attribuito ai processi di valutazione una particolare priorità come strumenti di supporto essenziale per accrescere il potenziale competitivo, in uno scenario caratterizzato dalla globalizzazione della conoscenza e dei mercati. La valutazione non deve, quindi, essere intesa in termini di meccanismo inquisitorio ma, al contrario, come opportunità strategica, tesa a favorire, tra le strutture scientifiche, l'affermazione di valori non più eludibili, come la qualità, l'efficienza e il merito, con il fine dichiarato di rafforzare il collegamento istituzionale tra risultati della valutazione stessa e l'attribuzione delle risorse. I risultati del processo di valutazione devono consentire di tracciare una mappa realistica dei punti di forza e di debolezza del nostro Sistema Nazionale della Ricerca, per definirne, finalmente in maniera oggettiva, il reale posizionamento nel contesto scientifico internazionale.

È con tale obiettivo che il MIUR ha elaborato, attraverso l'attività di uno specifico organismo (Comitato di indirizzo per la valutazione della Ricerca, CIVR, che opera secondo quanto previsto dal DLgs 204/1998), le "Linee Guida per la Valutazione della Ricerca". I criteri di valutazione adottati possono essere raggruppati nei seguenti macrocriteri, modulati in relazione alle missioni e alle specificità dei singoli enti:

- produttività e qualità del lavoro svolto;
- internazionalizzazione;
- impatto;
- attrazione di risorse esterne;
- gestione delle risorse.

Per il processo di valutazione sono stati assunti come riferimento i seguenti documenti:

- le relazioni di autovalutazione;
- i rapporti dei Comitati Interni di Valutazione (CIV);
- l'altra documentazione disponibile o specificamente richiesta.

Nel periodo considerato dalla Relazione, il CIVR ha valutato l'*outcome* scientifico di oltre il 70% dell'investimento nel settore pubblico (università esclusa), ancorché non sia stato possibile completare l'analisi dell'investimento pubblico nel settore privato, non essendo ancora maturati i

primi effetti concreti del DLgs n. 297/99. Nel sistema scientifico italiano opera, infatti, anche il Comitato Nazionale per la Valutazione del Sistema Universitario. In sintonia con la normativa di riferimento e in raccordo con il Programma Nazionale della Ricerca, l'azione del CIVR ha riguardato la valutazione degli enti di ricerca, i programmi varati dal MIUR sul Fondo per gli Investimenti della Ricerca di Base (FIRB) e la valutazione della ricerca industriale, finanziata in base al DLgs 297/99.

In sintesi, l'attività di ricerca sviluppata dagli Enti risulta, in genere, di buona qualità ed elevato livello di internazionalizzazione, raggiungendo anche punte di vera e propria eccellenza. Permangono, invece, evidenti elementi di criticità in tema di impatto e di capacità di trasferimento delle conoscenze e delle tecnologie. L'attività formativa denota scarsa proiezione a soddisfare le esigenze del settore produttivo e dei servizi, con netta prevalenza dell'impegno rivolto al settore pubblico.

Relativamente alle risorse di finanziamento, nel complesso è possibile notare una generale riduzione della quota di trasferimenti dello Stato, rispetto al bilancio complessivo dei singoli Enti, e un parallelo aumento della quota di risorse finanziarie proveniente da fonti esterne. La tipologia delle fonti esterne varia molto tra ente ed ente: in alcuni casi prevalgono le fonti pubbliche (amministrazioni dello Stato ed enti), in altri casi vi è una committenza mista, che include contratti di ricerca o di servizio da parte dell'industria; non è comunque soddisfacente l'interazione con le imprese, dal punto di vista della quantità di risorse attratte.

Una lacuna pressoché comune a tutti gli Enti è il *benchmarking* delle risorse e dei risultati con organismi extranazionali comparabili per dimensionamento e missione.

L'azione del CIVR relativamente ai programmi varati dal MIUR sul FIRB, ha favorito l'introduzione di una valutazione dei progetti da parte di esperti indipendenti, soprattutto stranieri, individuati utilizzando la banca dati del MIUR. Dalla Commissione FIRB sono stati predisposti specifici criteri di priorità, da utilizzare qualora le risorse risultassero insufficienti a finanziare tutti i progetti selezionati; inoltre, la stessa ha provveduto alla definizione di ulteriori criteri, finalizzati al monitoraggio dei progetti ammessi al cofinanziamento.

L'intera materia del finanziamento alla ricerca industriale è stata riordinata e riorganizzata dal DLgs 297/99, abrogando l'insieme delle leggi e normative succedutesi nei precedenti venti anni. Alla sua entrata in vigore (17 febbraio 2001, data in cui si è avuta l'effettiva abrogazione delle normative sino ad allora vigenti) esisteva, però, ancora una notevole mole di domande di finanziamento (in particolare nell'ambito della 46/82 e della 488/92), il cui iter valutativo era in corso o non ancora iniziato. Nella valutazione della ricerca industriale, il CIVR ha così rilevato come il periodo 2000-2002 fosse caratterizzato da tre fenomeni che, in mancanza di specifiche risorse finanziarie aggiuntive nell'ambito delle leggi finanziarie dal 2000 al 2002 hanno posto in evidenti difficoltà lo strumento del sostegno pubblico alla ricerca industriale:

- la scarsa disponibilità di risorse finanziarie, in particolare per le aree del Centro-Nord, incluse quelle in crisi, in Obiettivo 2;
- l'improvvisa ed inusuale crescita del numero di domande, in particolare nel periodo di transizione dalla vecchia alla nuova legislazione;
- il blocco transitorio di circa un anno delle erogazioni.

Questa situazione ha comportato alla fine del 2002: l'interruzione della ricezione delle domande relative a ricerche condotte nel Centro-Nord (incluse quelle per le aree in Obiettivo 2) e la giacenza di molte domande (sia concluse sia con iter valutativo in atto) in *stand-by*; la limitazione dell'attività del MIUR alla chiusura dell'ampio pregresso relativo alle leggi 46/82 e 488/92, all'istruzione delle domande nell'ambito del decreto legislativo 297/99 relative a ricerche condotte nel Mezzogiorno (tra cui anche un bando PON su quattro aree tematiche, per circa 250-300 milioni di euro) e alla gestione e conduzione a termine delle domande relative ai Centri di Ricerca Industriale, in crisi o in conversione, nell'ambito della legge 451/944 o dell'art. 10 del decreto legislativo 297/99. Il MIUR si è, inoltre, trovato nell'impossibilità di emanare i decreti per molte

domande istruite nel periodo 2000-2002, in conseguenza degli art. 72 e 92 della legge finanziaria 2003, che hanno bloccato le erogazioni dall'inizio del 2003. In conclusione, secondo l'analisi CIVR, l'attuale carenza di risorse finanziarie preclude un efficace impatto del sostegno pubblico alla ricerca industriale, attraverso il decreto legislativo 297/99.

6.3.2 Ricerca e competitività tecnologica dell'Italia

6.3.2.1 Il sistema innovativo italiano nel confronto internazionale

Nel corso dell'ultimo decennio un rinnovato slancio ha caratterizzato lo sviluppo del sistema innovativo dei maggiori Paesi industrializzati. Assai dinamica si è rivelata in particolare la crescita dell'intensità delle spese in ricerca rispetto al PIL di Stati Uniti e Giappone, con un'accelerazione da parte di quest'ultimo alla fine del periodo che ha dato luogo ad un rapporto superiore al 3%. Nell'ambito dei Paesi europei non meno importanti sono stati i risultati conseguiti da Svezia, Finlandia e Danimarca che, annullando progressivamente le distanze con i due principali leader tecnologici, sono arrivati ad occupare posizioni di eccellenza anche in relazione all'entità procapite dell'investimento in ricerca (tabelle 6.3.1 e 6.3.2). Nel resto dell'UE(15) ulteriore impulso hanno comunque registrato le spese in ricerca di Francia, Germania e Regno Unito, Paesi per i quali si osserva un consolidamento della collocazione raggiunta in precedenza con valori in rapporto al PIL intorno al 2%.

Tabella 6.3.1 - La spesa per R&S in rapporto al PIL in alcuni Paesi OCSE (%)

	1985	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Svezia	2,78	2,72 (a)	3,35		3,54		3,65		4,27			
Finlandia	1,56	1,88	2,28	2,54	2,71	2,88	3,23	3,40	3,41	3,46
Giappone	2,56	2,79	2,69	2,78	2,84	2,95	2,96	2,99	3,07	3,12
Stati Uniti	2,75	2,65	2,51	2,55	2,58	2,61	2,65	2,72	2,73	2,66	2,60	..
Germania	2,68	2,67	2,25	2,25	2,29	2,31	2,44	2,49	2,51	2,53	2,50	..
Danimarca	1,21	1,57	1,84	1,85	1,94	2,06	2,19	..	2,40	2,52
Francia	2,22	2,37	2,31	2,30	2,22	2,17	2,18	2,18	2,23	2,26
Belgio	1,62	..	1,72	1,80	1,87	1,90	1,96	2,04	2,17	2,24	2,33	2,42
Austria	1,24	1,39	1,57	1,62	1,71	1,78	1,91	1,95	2,07	2,19	2,19	2,28
Canada	1,44	1,53	1,72	1,68	1,68	1,79	1,82	1,92	2,03	1,90	1,87	..
Olanda	1,99	2,07	1,99	2,01	2,04	1,94	2,02	1,90	1,88
Regno Unito	2,24	2,15	1,95	1,88	1,81	1,80	1,87	1,85	1,86	1,87
Rep. Ceca	1,01	1,04	1,16	1,24	1,24	1,33	1,30	1,30	1,34	..
Irlanda	0,77	0,83	1,28	1,32	1,29	1,25	1,19	1,15	1,13
Italia	1,12	1,29	1,00	1,01	1,05	1,07	1,04	1,07	1,11	1,16
Spagna	0,53	0,82	0,81	0,83	0,82	0,89	0,88	0,94	0,95	1,03
Ungheria	..	1,46	0,73	0,65	0,72	0,68	0,69	0,80	0,95	1,02	0,95	..
Portogallo	..	0,51	0,57	..	0,62	0,69	0,75	0,80	0,85	0,94
Polonia	0,65	0,67	0,67	0,68	0,70	0,66	0,64	0,59
UE 25	1,72	1,72	1,72	1,73	1,77	1,80	1,83	1,86

Note: (..) non disponibile; (a) 1991

Fonte: OCSE

Fortemente contenuta appare invece la dinamica di crescita degli investimenti in ricerca dell'Italia, soprattutto se confrontata con quella dei Paesi che presentano una minore intensità di R&S su PIL. Con un valore di questo rapporto pari nel 2002 all'1,16% del PIL, il nostro Paese mostra infatti ancora uno scarto di circa un punto percentuale con la maggior parte delle economie europee ad eccezione di quelle dell'area mediterranea, Grecia, Portogallo e, anche se in misura più limitata, Spagna. Rispetto a quest'ultima occorre infatti rilevare il sostenuto incremento dell'investimento in ricerca registrato intorno alla fine degli anni Novanta che, sempre nel 2002, si traduce in un valore dell'1,03% in rapporto al PIL.

Tabella 6.3.2 - La spesa pro-capite in R&S in alcuni Paesi OCSE. Anni 1981, 1991 (\$ USA, prezzi 200 Ppa)

Paesi	1981	1991	2002	Variazione media annua	
				1981-1991	1991-2002
Svezia	415,7	606,1	1.142,6	^b 3,84	6,55
Finlandia	201,8	414,3	901,4	7,46	7,32
Giappone	358,8	654,8	806,6	6,20	1,91
Islanda	132,1	275,2	859,6	7,61	10,91
Stati Uniti	535,4	756,4	924,9	3,52	1,85
Germania	481,5	558,9	632,9	1,50	1,14
Danimarca	206,6	384,9	723,0	6,42	5,90
Francia	359,5	534,9	601,8	4,05	1,08
Belgio	279,6	^d 354,4	582,3	3,00	4,62
Austria	207,4	342,4	620,9	5,14	5,56
Canada	257,4	365,6	558,9	3,57	3,93
Olanda	322,9	430,9	511,7	^b 2,93	1,73
Regno Unito	375,1	415,1	489,9	1,02	1,52
Norvegia	258,1	400,3	586,5	4,49	3,53
Australia	174,0	275,0	^b 408,0	^a 5,22	4,02
Irlanda	75,9	143,9	331,6	^b 6,61	8,71
Italia	154,6	266,5	293,5	5,59	0,88
Spagna	50,5	138,1	213,5	10,57	4,04
Svizzera	538,6	728,5	^c 773,4	^a 2,78	0,75
Portogallo	29,6	^c 85,9	^c 161,3	11,25	6,50

Note:(a) 2000; (b) 2001; (c) 2003; (d) 2004

Fonte: OCSE

Ma è guardando alla composizione della spesa in R&S (tabella 6.3.3) che nella posizione dell'Italia si riscontra il preoccupante aggravarsi di una preesistente anomalia. Le spese in R&S svolte dal sistema delle imprese (Berd) e già significativamente contenute come quota della R&S totale, hanno mostrato nel corso del periodo in esame una ulteriore contrazione registrando nel 2002 un valore di poco superiore al 48% dell'aggregato Gerd, pari allo 0,54% del PIL. Emerge così una ulteriore specifica divergenza dalla media europea il cui recupero risulta sostenuto anche da Paesi che si collocano ancora dietro l'Italia per l'intensità dell'investimento complessivo in ricerca rispetto al PIL. Tra questi di notevole interesse è, nuovamente, il caso della Spagna che nella dinamica di crescita dell'investimento in ricerca registra un incremento superiore proprio nella spesa Berd (figura 6.3.1), superando l'Italia nel 2002 con una quota sul totale Gerd pari al 55% circa, lo 0,56% in termini di PIL.

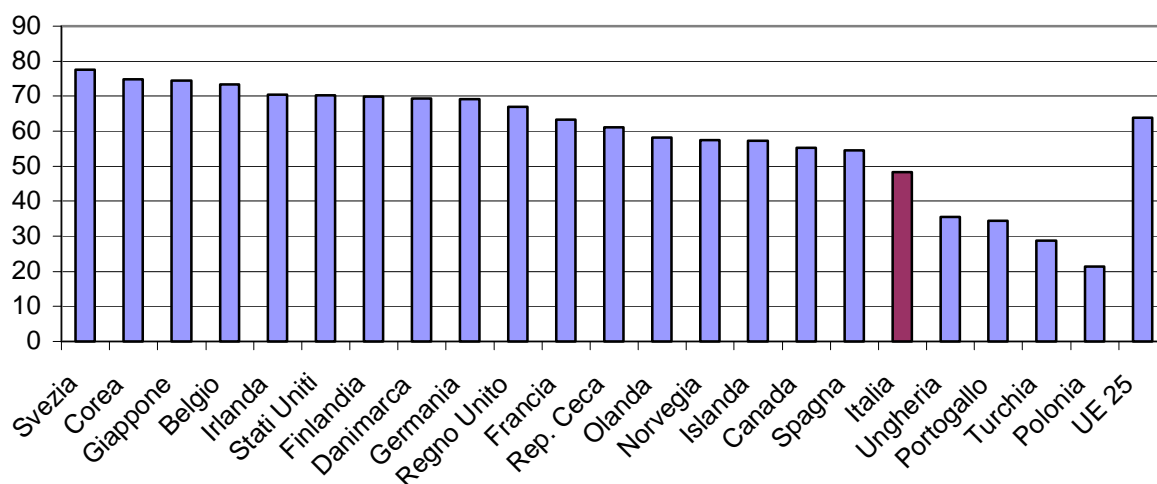
Tabella 6.3.3 - La spesa per R&S sostenuta dalle imprese (BerD) in rapporto al totale (GerD) in alcuni Paesi OCSE (%)

	1985	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Svezia	68,00	68,5 (a)	74,30		74,90		75,10		77,60			
Finlandia	58,70	62,60	63,20	66,20	66,00	67,20	68,20	70,90	71,10	69,90
Giappone	71,80	75,50	70,30	71,10	72,00	71,20	70,70	71,00	73,70	74,40
Stati Uniti	73,00	72,00	71,80	73,10	74,10	74,60	74,90	75,20	73,00	70,20	68,90	..
Germania	72,20	72,10	66,30	66,10	67,50	67,90	69,80	70,30	69,90	69,20	69,20	..
Danimarca	55,30	56,90	57,40	60,90	61,40	64,70	64,90	..	68,70	69,30
Francia	58,70	60,40	61,00	61,50	62,50	62,30	63,20	62,50	63,20	63,30
Belgio	71,50	66,5 (a)	71,30	71,60	71,60	71,00	71,60	72,70	73,70	73,30	74,00	74,50
Canada	52,70	50,40	58,10	57,90	59,70	60,20	59,00	59,80	59,60	55,20	53,70	..
Olanda	56,20	52,90	52,10	52,70	54,60	54,20	56,40	58,20	58,20
Regno Unito	64,40	69,40	65,00	64,90	65,20	65,60	66,80	65,60	66,80	67,00
Rep. Ceca	65,10	59,90	62,80	64,60	62,90	60,00	60,20	61,10	61,00	..
Irlanda	51,30	60,00	70,00	70,80	71,00	71,80	73,30	71,80	70,50
Italia	56,90	58,30	53,40	53,50	49,80	48,30	49,30	50,10	49,10	48,33
Spagna	55,20	57,80	48,20	48,30	48,80	52,10	52,00	53,70	52,40	54,60
Ungheria	..	38,10	43,40	43,20	41,50	38,40	40,20	44,30	40,10	35,50	36,70	..
Portogallo	..	26,10	20,90	..	22,50	22,60	22,70	27,80	31,80	34,40
Polonia	38,70	40,90	39,40	41,50	41,30	36,10	35,80	21,40
Turchia	..	20,40	23,60	26,00	32,30	31,60	38,00	33,40	33,70	28,70
UE 25	61,60	61,80	62,30	62,40	63,60	64,00	64,10	63,80

Note: (..) non disponibile; (a) 1991

Fonte: OCSE

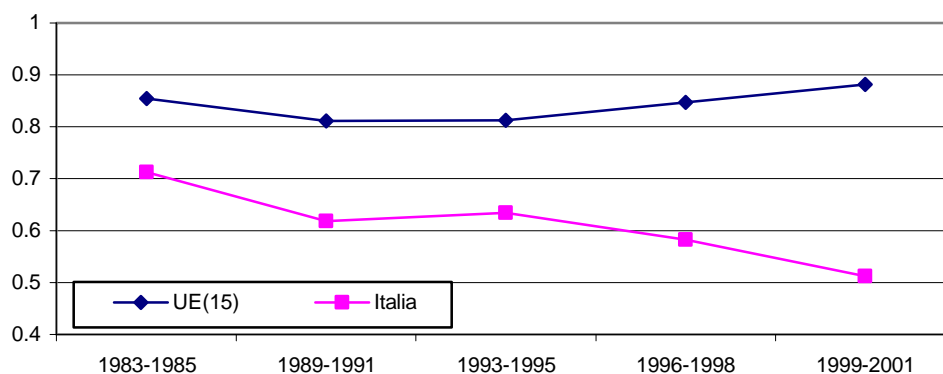
Figura 6.3.1 - Spesa in R&S sostenuta dalle imprese sul totale (GerD). Anno 2002 (%)



Fonte: OCSE

Assai più ridotta rispetto all'intensità della spesa in R&S appare nel confronto europeo la produzione di brevetti dell'Italia. Il nostro Paese produce infatti circa 74 brevetti europei e 32 brevetti americani per milione di abitanti, contro una media di 161 brevetti europei e 80 brevetti americani a livello di UE(15). Il gap fra Italia e Paesi europei si allarga poi ancora di più se si considera la produzione di brevetti nei settori dell'alta tecnologia (figura 6.3.2). A fronte di 32 brevetti europei e 12 americani per milione di abitanti nell'UE(15), l'Italia produce infatti solo 7 brevetti europei e 4 americani per milione di abitanti.

Figura 6.3.2 - Italia e UE(15): rapporto tra la quota di brevetti *high-tech* e la quota di brevetti totali mondiali



Fonte: Osservatorio ENEA

Lo scenario che ci viene consegnato indica pertanto il manifestarsi nel Paese di un processo di avvilitamento in cui l'assenza di una dimensione critica dell'investimento in ricerca nel suo complesso limita sicuramente la capacità del sistema di avviare processi di innovazione. La valutazione degli scarsi risultati conseguiti non deve tuttavia tralasciare di considerare lo scarso peso detenuto nel sistema produttivo dai settori dell'alta tecnologia che condiziona, assieme al concomitante "nanismo" delle imprese e al suo accentuarsi sul finire degli anni Novanta, la componente di spesa relativa alle imprese impedendo anche per questa via la crescita di tutto il sistema nazionale verso i cosiddetti obiettivi di "Lisbona". Recenti valutazioni basate sulla spesa in ricerca per impresa hanno infatti posto in risalto la sostanziale comparabilità tra la spesa in ricerca del sistema produttivo italiano e quello dei maggiori Paesi europei come Francia e Germania, se si tiene conto della diversità della struttura dimensionale e della specializzazione del sistema produttivo più intensiva di settori *high-tech*⁶.

Nel complesso, la debole specializzazione produttiva nei settori ad alta tecnologia dell'Italia è in grado di spiegare gran parte dello stato di arretramento degli investimenti in ricerca del nostro sistema produttivo. Di scarso rilievo appare in questo senso l'incremento della quota di Berd finanziata dal pubblico (tabella 6.3.4) che si è continuato a registrare nel corso degli ultimi anni in opposta tendenza rispetto alla media europea (UE(15) e UE(25)) e che ha portato a quote di contribuzione anch'esse significativamente superiori a quelle dei partner (circa il 15% del totale nel 2003). A questo deve peraltro aggiungersi la considerazione di una scarsa esplicitazione di chiari obiettivi di intervento e di un altrettanto scarso coordinamento tra obiettivi di intervento e strumenti che hanno caratterizzato le diverse iniziative di incentivazione all'attività di innovazione delle imprese⁷.

⁶ "L'Italia nella competizione tecnologica internazionale. Quarto Rapporto" Rapporto dell'Osservatorio Enea a cura di Ferrari S., Guerrieri P., Malerba F., Mariotti S., Palma D., Franco Angeli, 2004.

⁷ "Le politiche per la competitività delle imprese. Rapporto Met 2005" a cura di Brancati R., Donzelli, 2005.

Tabella 6.3.4 - Quota della spesa in R&S delle imprese (Berd) finanziata dallo Stato (%)

	1985	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Svezia	11,60	10,3 (a)	9,50		7,60		7,80		5,80		
Finlandia	3,20	5,4 (a)	5,60	..	4,10	4,40	4,20	3,50	3,40	3,20	..
Giappone	1,60	1,30	1,60	1,10	1,30	2,10	1,80	1,70	0,80	1,00	..
Stati Uniti	32,30	25,60	17,80	16,30	15,20	14,30	12,30	9,60	9,40	9,90	10,00
Germania	15,30	10,70	10,20	10,50	9,20	8,50	7,00	6,90	6,70	6,20	6,40
Danimarca	9,90	9,60	6,10	5,70	5,30	4,20	4,10	..	3,10
Francia	23,40	19,80	12,70	13,10	10,40	9,00	10,00	9,90	8,40	10,30	..
Belgio	8,40	7,8 (a)	4,30	5,10	5,10	6,30	6,30	5,70	5,70	5,90	..
Canada	12,20	9,30	6,20	4,90	5,00	3,30	3,50	2,30	3,20	3,20	3,20
Olanda	12,60	11,90	6,60	5,60	5,40	4,40	5,10	5,20	5,20
Regno Unito	23,00	16,70	10,50	9,10	9,60	10,80	10,20	8,80	8,90	6,70	..
Australia	6,90	3,00	2,40	2,60	2,40	2,90	3,20	3,60	5,10
Rep. Ceca	..	6,6 (a)	4,50	7,30	7,90	8,20	14,10	14,70	12,20	12,10	12,00
Irlanda	12,40	5,20	4,90	6,20	6,50	5,10	4,00	3,30	2,70
Italia	16,90	19,30	16,70	12,90	13,10	11,00	13,00	11,00	14,90	15,00	14,40
Spagna	7,70	11,80	9,20	7,90	8,70	6,60	8,60	7,20	9,50	9,50	..
Ungheria	..	8,20	16,20	13,70	14,60	9,40	5,70	6,10	6,10	7,20	6,40
Portogallo	..	6,50	5,10	..	9,40	8,60	8,10	4,20	2,10
Polonia	33,80	28,20	29,20	26,90	26,50	32,00	30,40	11,80	..
Turchia	1,70	1,90	2,00	1,50	1,60	4,30	3,30	2,90	..
UE 25	10,80	10,30	9,40	8,70	8,60	8,00	7,90	7,60	..

Note: (..) non disponibile; (a) 1991

Fonte: OCSE

Sostanzialmente immutata appare così la struttura della despecializzazione tecnologica misurata dal rapporto R&S/Valore aggiunto nei diversi settori produttivi e in rapporto ai maggiori partner europei (Francia, Germania, Regno Unito⁸). La diffusa presenza di piccoli miglioramenti che emerge tra il 2000 e il 2002 interessa infatti in modo più significativo i comparti del tessile e della meccanica già fortemente despecializzati sotto il profilo tecnologico. In quest'ambito il Paese registra un ulteriore incremento della specializzazione che tuttavia continua a non essere sorretto da una adeguata base tecnologica. Si amplia viceversa la distanza in termini di despecializzazione produttiva nei settori ad alta intensità tecnologica, in particolare nel chimico/farmaceutico, prodotti dell'ICT e industria aeronautica, determinando in questo modo un'ulteriore distorsione della struttura industriale del Paese nei confronti dei maggiori partner europei (tabella 6.3.5).

⁸ La costruzione di indici di specializzazione aggiornati al 2002 e comprendenti Stati Uniti e Giappone non è stata possibile per la mancanza di dati.

Tabella 6.3.5 - Attività di ricerca e struttura produttiva: specializzazione produttiva e tecnologica nei maggiori Paesi industriali

Specializzazione Produttiva Italia				
	1996	1998	2000	2002
Alimentari, Bevande, Tabacco	- 0,07	- 0,06	- 0,06	- 0,04
Tessili, Abbigliamento, Pelletteria	0,56	0,57	0,60	0,61
Legno, Carta, Cartotecnica, Stampa	- 0,08	- 0,08	- 0,09	- 0,04
Chimica e Farmaceutica	- 0,13	- 0,11	- 0,09	- 0,12
Gomma e Plastiche	0,01	0,02	- 0,14	- 0,14
Minerali non-metallici e materiali da costruzione	0,16	0,19	0,26	0,32
Metalli di base	- 0,01	- 0,03	- 0,00	- 0,07
Prodotti in metallo	0,12	0,09	0,07	0,08
Macchine per ufficio	- 0,62	- 0,63	- 0,55	- 0,56
Macchine e apparecchiature meccaniche	0,01	- 0,00	0,05	0,06
Macchine e apparecchiature elettriche	- 0,14	- 0,07	- 0,14	- 0,10
Strumenti ottici e di precisione	- 0,22	- 0,21	- 0,24	- 0,20
Veicoli di trasporto	- 0,36	- 0,34	- 0,29	- 0,37
Industria aeronautica	- 0,27	- 0,26	- 0,31	- 0,35
Specializzazione Tecnologica Italia				
	1996	1998	2000	2002
Alimentari, Bevande, Tabacco	- 0,42	- 0,41	- 0,45	- 0,45
Tessili, Abbigliamento, Pelletteria	- 0,87	- 0,87	- 0,81	- 0,63
Legno, Carta, Cartotecnica, Stampa	- 0,61	- 0,47	- 0,42	- 0,31
Chimica e Farmaceutica	- 0,48	- 0,53	- 0,56	- 0,54
Gomma e Plastiche	- 0,40	- 0,50	- 0,33	- 0,13
Minerali non-metallici e materiali da costruzione	- 0,83	- 0,84	- 0,76	- 0,74
Metalli di base	- 0,47	- 0,68	- 0,65	- 0,63
Prodotti in metallo	- 0,31	- 0,76	- 0,58	- 0,62
Macchine per ufficio	0,42	- 0,18	- 0,15	- 0,16
Macchine e apparecchiature meccaniche	- 0,60	- 0,50	- 0,53	- 0,46
Macchine e apparecchiature elettriche	- 0,29	- 0,45	- 0,41	- 0,40
Strumenti ottici e di precisione	- 0,69	- 0,53	- 0,42	- 0,35
Veicoli di trasporto	- 0,15	- 0,31	- 0,42	- 0,36
Industria aeronautica	- 0,23	- 0,23	- 0,08	- 0,08

Note: la specializzazione produttiva (SP) viene calcolata come quota del valore aggiunto settoriale sul valore aggiunto manifatturiero, normalizzata per la quota media relativa ai restanti paesi (al momento possibile aggiornamento rispetto a Francia, Germania e Regno Unito). La specializzazione tecnologica (ST) è data dal rapporto tra spesa in ricerca e sviluppo effettuata dalle imprese (aggregato BERD – Business Expenditure Research & Development, come definito dall'OCSE) e valore aggiunto. Gli indici riportati in tabella sono normalizzati in modo da esprimere valori compresi fra -1 e 1. Un valore compreso fra -1 e 0 indica despecializzazione mentre, al contrario, un valore compreso fra 0 e 1 indica specializzazione. Un valore dell'indice pari a 0 indica specializzazione neutra.

Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE

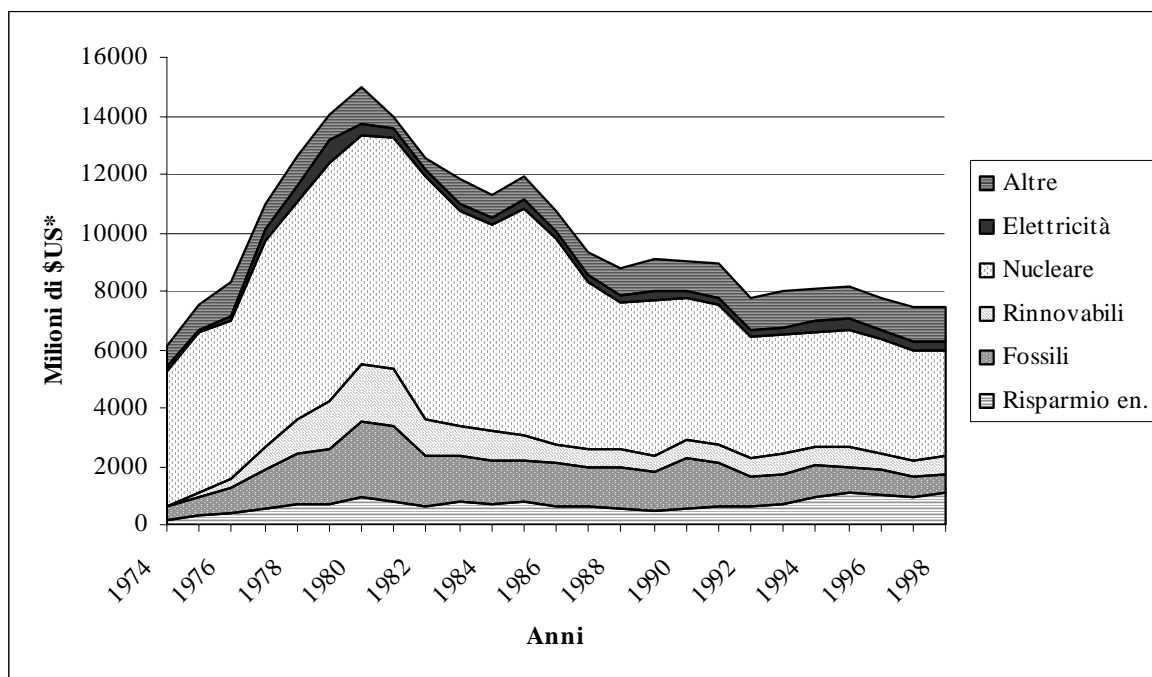
6.3.2.2 Gli investimenti pubblici per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore dell'energia

L'informazione sul livello degli 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. Farsi un'idea dell'ammontare delle spese

complessive di questi Paesi a partire dal dato parziale delle spese pubbliche è piuttosto difficile. Non è possibile, ad esempio, fare una stima del dato mancante con un'extrapolazione che parte dalla quota media del settore privato sul totale degli investimenti di ricerca perché tale quota varia fortemente da Paese a Paese e da un settore all'altro. Pertanto le considerazioni svolte da qui in avanti sugli investimenti di R&S in campo energetico fanno riferimento principalmente alle spese pubbliche.

La figura 6.3.3 riporta l'aggregato delle spese governative per ricerca e sviluppo dei Paesi membri dell'AIE dal 1974 al 1998: i valori sono espressi in milioni di dollari US a prezzi e tassi di cambio del 2002. 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, riflette tuttavia a grandi linee la sostanza del fenomeno evidenziato dal grafico, che si può così riassumere: dal primo *shock* petrolifero del 1974 e fino al 1980 le spese pubbliche di R&S in campo energetico sono più che raddoppiate, 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. Qualora il livello sostenuto dei prezzi del petrolio sperimentato negli ultimi due anni permanesse per qualche anno ancora, un effetto d'incremento sulle spese per R&S energetica si potrebbe evidenziare nel corso dei prossimi anni, anche se è dubbio che si possano ripetere i trend degli anni Settanta: al momento, quantomeno, non ci sono indicazioni in tal senso.

Figura 6.3.3 - Spese governative per R&S in campo energetico nell'insieme dei Paesi AIE



http://www.iea.org/rdd/eng/ReportFolders/Rfview/Explorerp.asp?CS_referer=

*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2002

Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

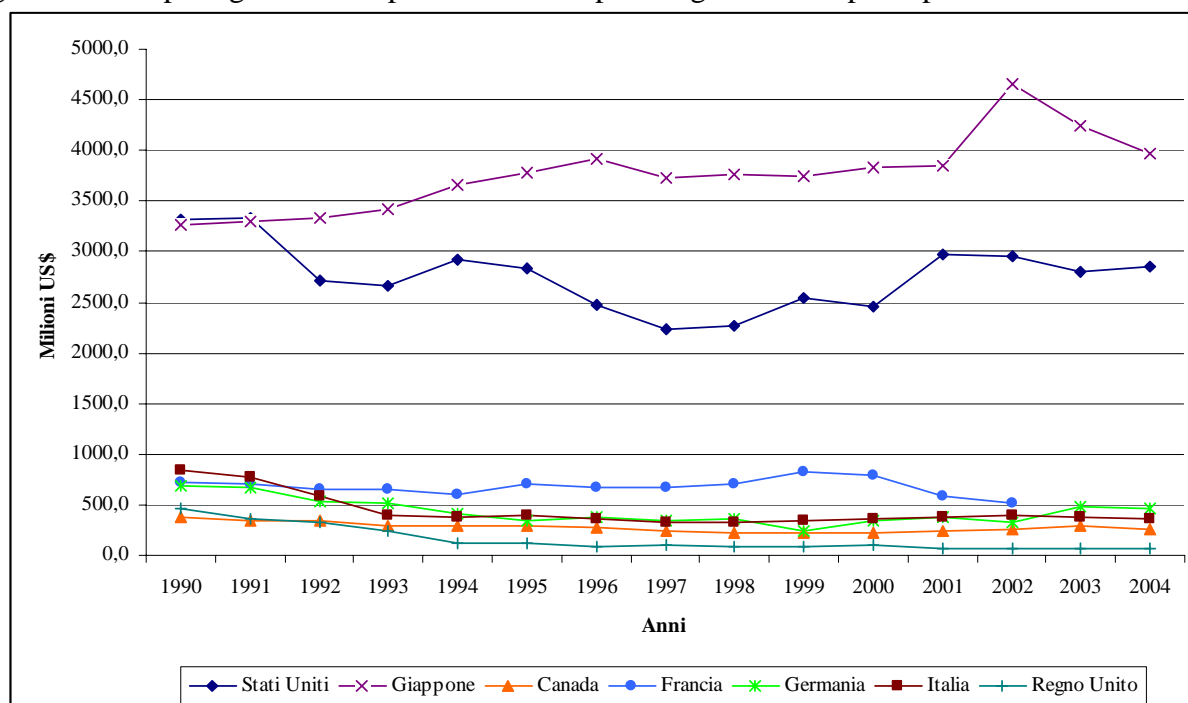
I due grafici che seguono utilizzano dati della stessa fonte statistica, ma per un insieme più omogeneo di Paesi (i 7 Paesi più industrializzati membri dell'OCSE) e un periodo più recente, quello compreso fra il 1990 ed il 2004. La figura 6.3.4 riporta in una visione di insieme le tendenze nelle spese di ricerca governative dei Paesi del cosiddetto G7. Il peso del Giappone e degli Stati Uniti negli investimenti in R&S energetica è talmente preponderante che, per poter apprezzare l'andamento degli investimenti negli altri cinque Paesi, occorre riprodurre i dati in un grafico

separato (figura 6.3.5). Le spese governative di Stati Uniti e Giappone sono pari, nel 2004, a circa 6,8 miliardi di dollari (cioè circa il 72% del totale per i paesi dell’AIE).

Per contro le quattro più importanti economie europee (Germania, Francia, Regno Unito e Italia) considerate nel loro insieme hanno visto la loro spesa pubblica per R&S energetica ridursi a poco più che la metà fra il 1990 ed il 2004.

Il grafico indica che il crollo nei *budget* di ricerca pubblica in questi Paesi ha avuto luogo nella prima metà degli anni Novanta, in concomitanza con almeno tre fenomeni importanti che possono aiutare a spiegarne l’andamento. Questi fattori sono 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 effettuate dalla Commissione Europea, pur se relativamente stabili o in leggera crescita, non sono riuscite a compensare le tendenze negative evidenziate a livello nazionale.

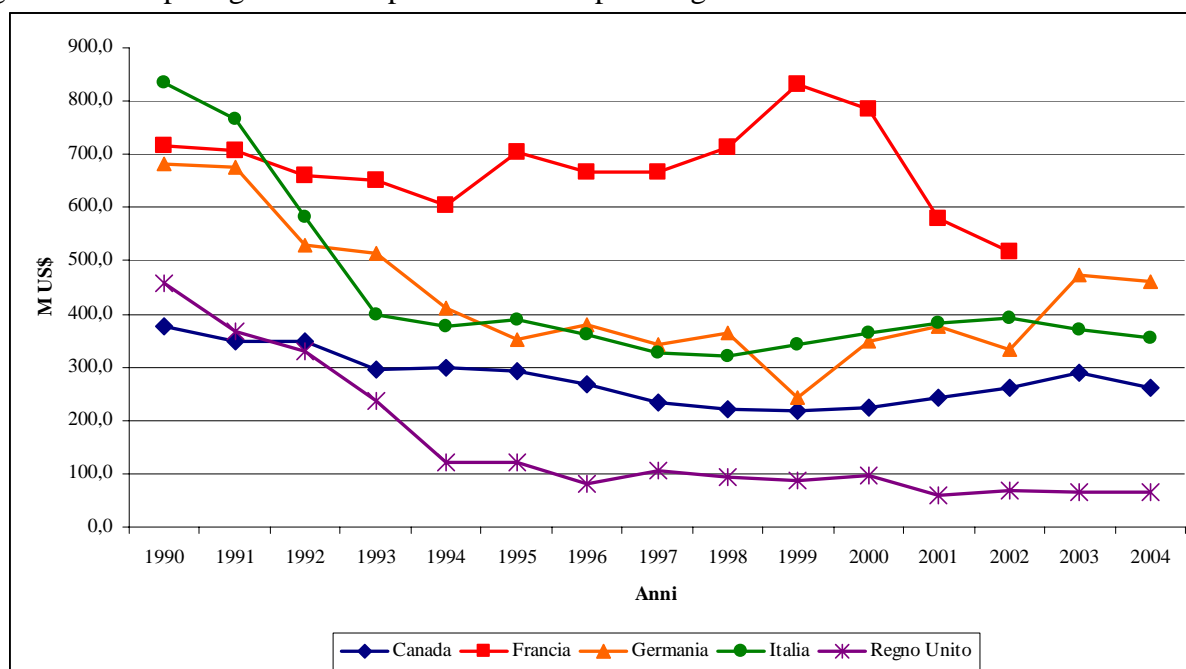
Figura 6.3.4 - Spese governative per R&S in campo energetico nei 7 principali Paesi dell’OCSE*



*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2004

Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

Figura 6.3.5 - Spese governative per R&S in campo energetico in 5 Paesi dell'OCSE*



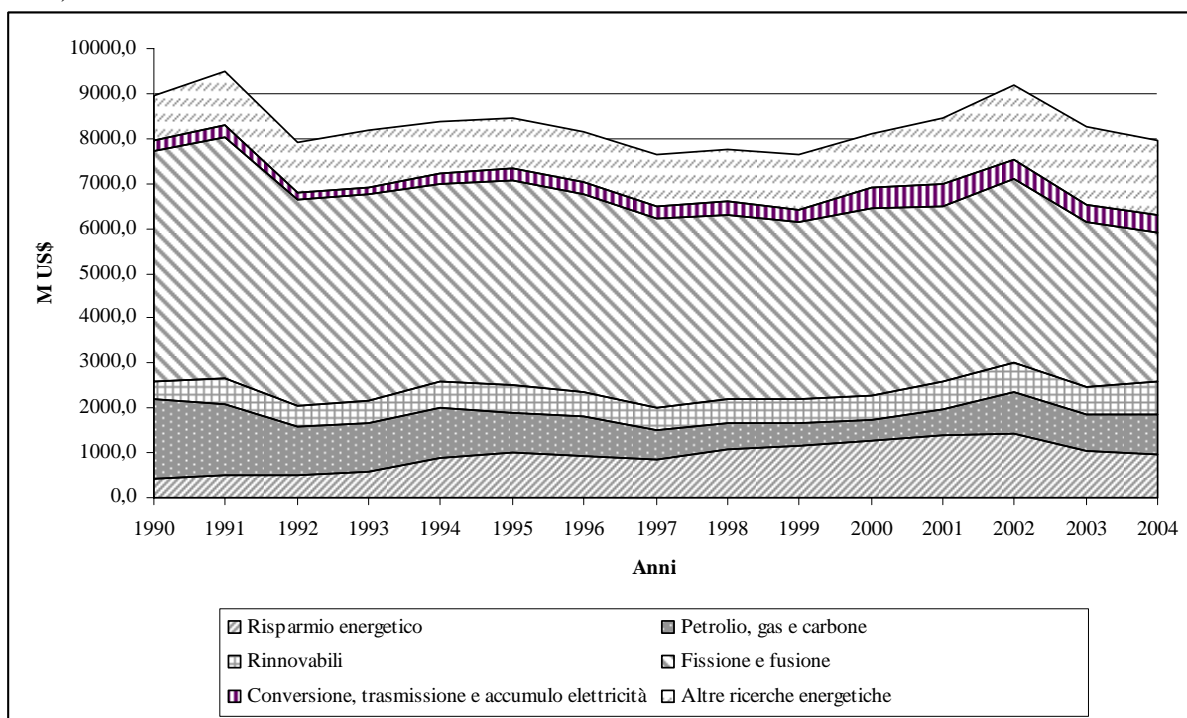
*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2004

Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

La figura 6.3.6 mostra l'aggregato delle spese di ricerca e sviluppo in campo energetico dei governi dei principali Paesi dell'OCSE (i G7), suddivise per aree tecnologiche, negli anni 1990-2001. Tenendo conto che la serie storica presenta alcune incompletezze (mancano i dati per l'Italia nel 1992 e 1999, per la Germania nel 1990, per la Francia nel 2003 e 2004), si possono abbozzare poche considerazioni. Grazie soprattutto alla ripresa degli investimenti in Giappone e Stati Uniti il *trend* negativo sembrava essersi arrestato nel 1998. In assenza di dati per la Francia negli ultimi due anni è difficile dire se il forte incremento delle spese verificatosi nel 2002 sia stato solo un'anomalia: in effetti, da allora in quasi tutti i Paesi, tranne la Germania, non c'è stata un'ulteriore crescita, mentre in alcuni casi importanti come il Giappone si è avuta una riduzione significativa delle spese. Tuttavia, è ragionevole credere che il livello delle spese pubbliche in R&S energetica per il G7 sia rimasto superiore a quello del 2001. Il grafico sottolinea 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.

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. Analoghe tendenze presentano le spese di ricerca sulle tecnologie per la produzione, la trasmissione e lo stoccaggio d'energia elettrica. Invece quelle per le tecnologie "orizzontali" (Altre aree di ricerca) e quelle sulle rinnovabili sembrano in continua crescita dal 1997 in poi.

Figura 6.3.6 - Spese governative per R&S in campo energetico nei 7 principali Paesi dell'OCSE (in M US\$)***



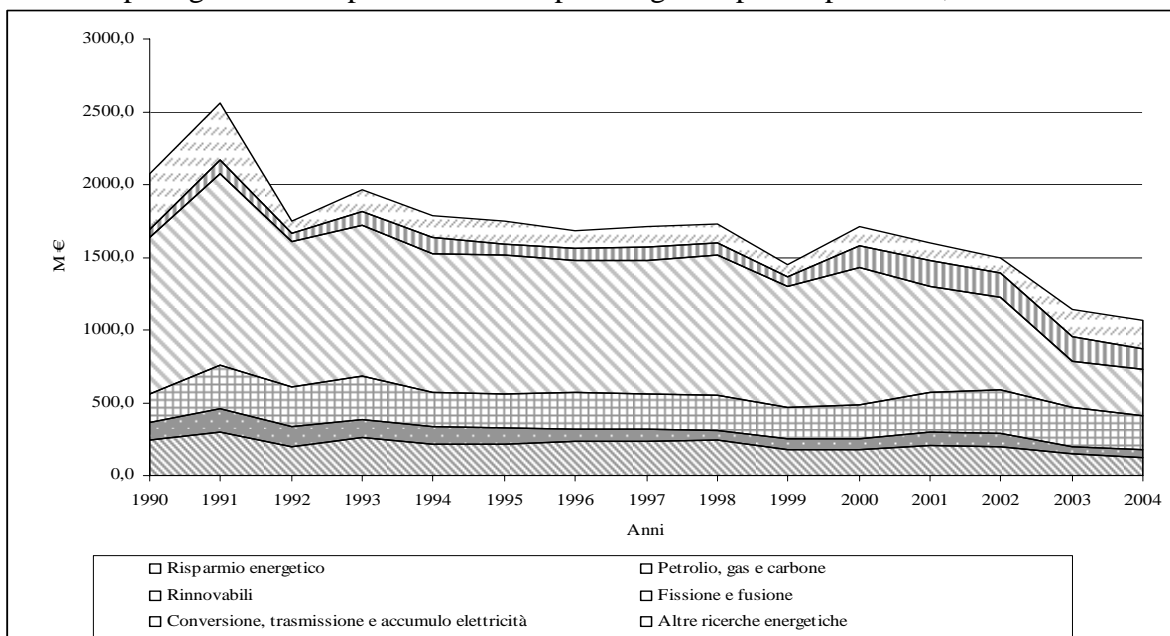
* Dati mancanti per l'Italia (1992 e 1999), la Germania (1990), la Francia (2003, 2004)

**Valori a prezzi e tassi di cambio del 2004

Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

Nonostante le statistiche dell'AIE disponibili siano incomplete, discontinue e non coprono l'intero gruppo dei Paesi dell'Unione Europea (vedi nota alla figura 6.3.7), pu  essere interessante avere un quadro delle spese governative del gruppo, espresse in euro.

Figura 6.3.7 - Spese governative per R&S in campo energetico per 15 paesi UE, in M  **



* I quindici Paesi inclusi sono Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Ungheria, 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 2004

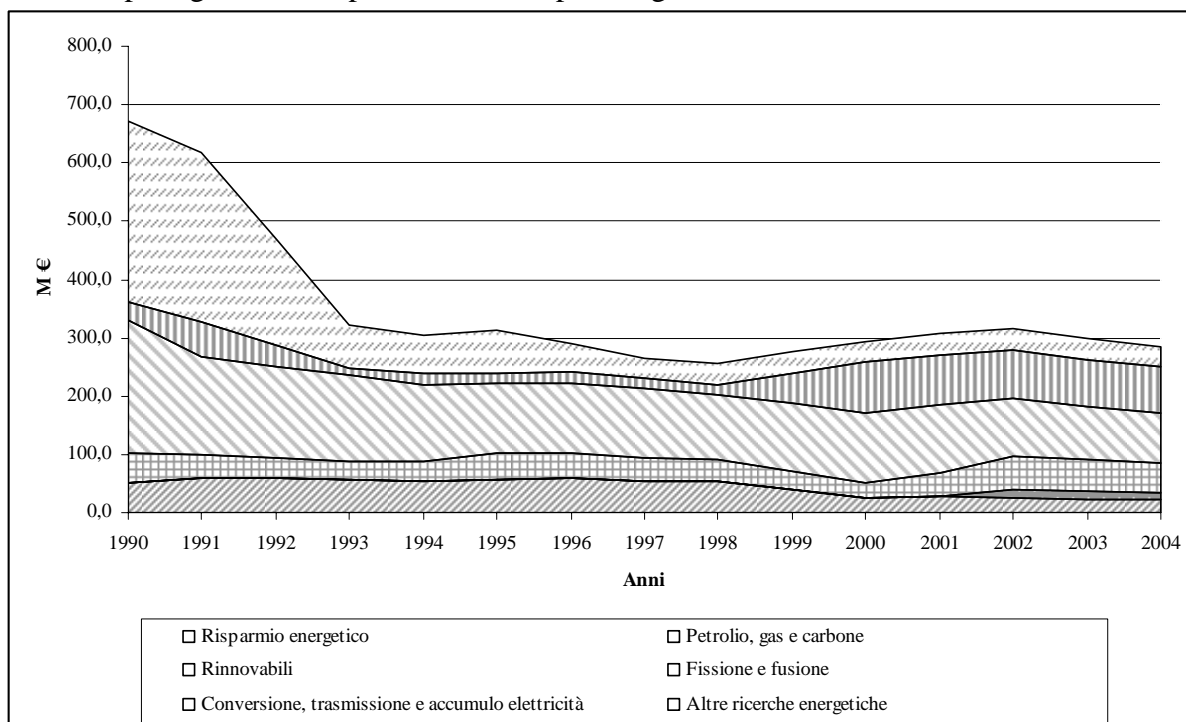
Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

Il grafico evidenzia un *trend* decrescente per il periodo 1990-2004, 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 2004, passano da 2.078 M€ nel 1990 a 1.068 M€ nel 2004. Pur tenendo conto di questi problemi statistici, resta il fatto che, a fronte di prezzi energetici crescenti, non si vede ancora, per gli ultimi anni, un'inversione di tendenza alla riduzione delle spese di R&S per l'energia. In assenza di dati consolidati per i budget della Commissione Europea per il Sesto Programma quadro, è difficile capire se l'incremento delle spese comunitarie sia in grado di compensare queste tendenze.

Il grafico mostra una crescita delle spese per tecnologie di conversione, trasmissione ed accumulo d'elettricità e di quelle per altre tecnologie orizzontali, una sostanziale tenuta o un modesto incremento delle spese per le rinnovabili, una lenta diminuzione delle spese per risparmio energetico ed una diminuzione più rapida per le tecnologie riguardanti i combustibili fossili (petrolio, gas carbone). Per quanto riguarda il nucleare, il grafico con le sue variazioni testimonia dell'importanza del programma nucleare francese sulla scala europea.

Per quanto riguarda l'Italia, la figura 6.3.8 mostra le spese pubbliche di ricerca e sviluppo in campo energetico effettuate dal 1990 al 2004.

Figura 6.3.8 - Spese governative per R&S in campo energetico in Italia in M€*



*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2004. I dati mancanti per il 1992 e il 1999 sono stati sostituiti dalla media dei due anni contigui

Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

Per facilità di confronto con gli altri Paesi europei anche qui sono stati utilizzati ancora i dati di fonte AIE, espressi in euro a prezzi e tassi di cambio del 2004.

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. Tuttavia, in diminuzione appare 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 d'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 tre 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. La tabella 6.3.6 riporta l'andamento delle spese di ricerca (in M€a prezzi 1995) effettuate dall'ENEA nel 1990 e negli anni dal 1995 in poi.

Come è facile notare, dal 1990 al 1995 si è verificata una drastica contrazione del livello dei *budget* di ricerca dell'ENEA. La riduzione è continuata, anche se in maniera più lenta, nella seconda metà degli anni Novanta. Le tendenze già rilevate per i dati nazionali si ritrovano nei dati relativi alle spese di ricerca dell'ENEA. Va tuttavia osservato che l'impegno sul tema della fissione nucleare, connesso agli obblighi relativi alla sicurezza nucleare e al trattamento dei rifiuti, rappresenta negli ultimi anni circa il 20% 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 2004 circa il 42% del *budget* dell'Ente.

Tabella 6.3.6 - Spese ENEA per R&S in campo energetico (M€a prezzi 1995)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Risparmio ed efficienza	39,9	45,1	45,7	42,5	42,7	20,2	16,0	17,3	15,1	13,4	13,1
Rinnovabili	40,5	35,3	33,0	30,6	28,7	21,9	24,6	22,3	25,0	21,8	23,3
Nucleare (fusione e sicurezza)	176,0	93,3	95,0	93,9	88,7	78,5	83,3	87,2	67,4	54,1	45,8
Generazione e accumulo	26,1	13,2	13,6	12,6	13,2	13,6	13,6	9,9	7,7	7,5	7,6
Altre tecnologie e ricerca	241,4	56,8	38,5	27,2	29,6	24,0	22,4	30,2	21,4	20,3	18,4
Totale	523,9	243,8	225,7	206,8	202,8	158,2	159,9	166,8	136,6	117,0	108,1

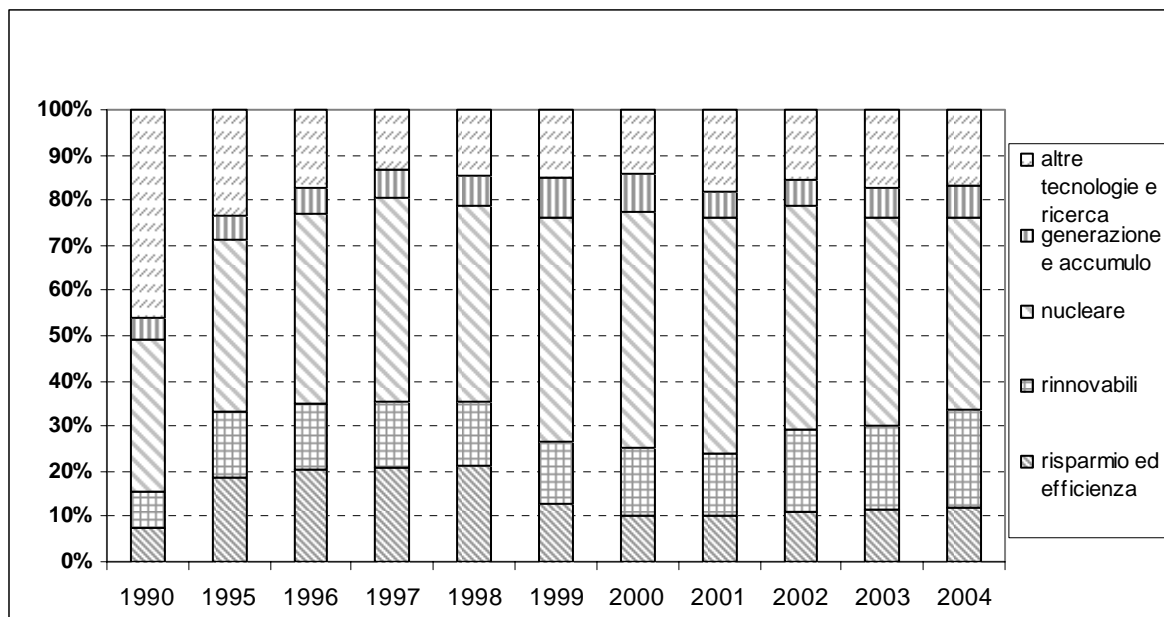
Fonte: ENEA

Rispetto al 1990 si registra il crollo dei *budget* di ricerca ENEA, sia sulle tecnologie di generazione e accumulo d'energia elettrica che su tutte quelle aree di ricerca, come i materiali o altre tecnologie orizzontali difficili da classificare.

Il livello di spesa sulle rinnovabili diminuisce in valore assoluto ma meno rapidamente della spesa totale, e dunque la sua quota cresce. 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.

La figura 6.3.9 mostra l'evoluzione del *mix* di ricerca in campo energetico portato avanti dall'ENEA nel periodo 1990-2004.

Figura 6.3.9 - Spese ENEA per R&S in campo energetico. Anni 1990-2004 (%)



Fonte: ENEA

A parte le attività dell'ENEA restano da segnalare quelle della società CESI SpA, alimentate fino al 2003 con finanziamenti a valore sul decreto legislativo 16/3/99 (meno di 0,052 centesimi di euro per kWh – Fondo di Finanziamento per le attività di ricerca), e principalmente orientate alla ricerca nell'area della generazione e accumulo di energia elettrica. A partire dal 2004, i fondi ex-decreto legislativo 16/3/99 non sono più riservati al CESI, bensì sono assegnati su base competitiva ai progetti di ricerca più meritevoli.

6.3.2.3 La dinamica della competitività tecnologica

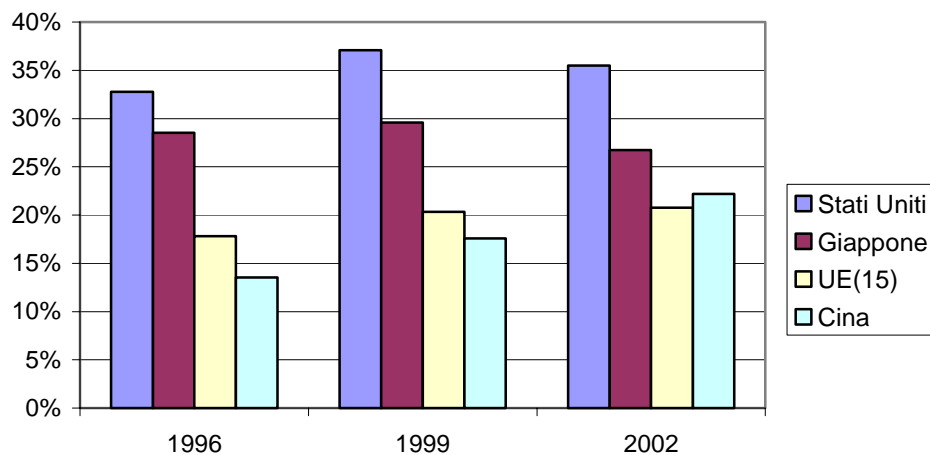
I più recenti sviluppi del processo di globalizzazione in atto testimoniano non solo una sempre maggiore preminenza delle dinamiche tecnologiche, ma anche l'emergere di uno scenario mondiale assai più complesso ed articolato che rende ulteriormente problematica la già deteriorata posizione competitiva dell'Italia.

Accanto alle maggiori economie industrializzate la crescita di nuovi soggetti economici si caratterizza infatti per l'impulso registrato dalla diffusione di processi innovativi, spesso sospinti da nuove ed importanti flussi di investimenti diretti all'estero, e per il delinarsi di significativi cambiamenti nel mercato internazionale dei prodotti ad elevato contenuto tecnologico.

Sul tradizionale spazio competitivo occupato dalle economie di Stati Uniti, Giappone, UE(15) negli scambi internazionali di prodotti *high tech* ha infatti cominciato a insistere un insieme più esteso e variegato di nuovi attori soprattutto nell'area asiatica, mentre segnali di un qualche interesse sembrano provenire nel periodo più recente dall'area europea dei Paesi dell'allargamento.

Riguardo all'area asiatica, accanto alle più note presenze dei Paesi di nuova industrializzazione dell'Estremo Oriente, di particolare interesse appare la *performance* dell'economia cinese che nell'ultimo quinquennio registra un incremento dell'intensità delle esportazioni di *high-tech* sul totale dell'export manifatturiero raggiungendo valori paragonabili con quelli dell'UE(15) e conseguendo un forte recupero del passivo commerciale per quest'insieme di prodotti (figura 6.3.10).

Figura 6.3.10 - Quota dell'export *high-tech* sull'export manifatturiero: lo scenario mondiale

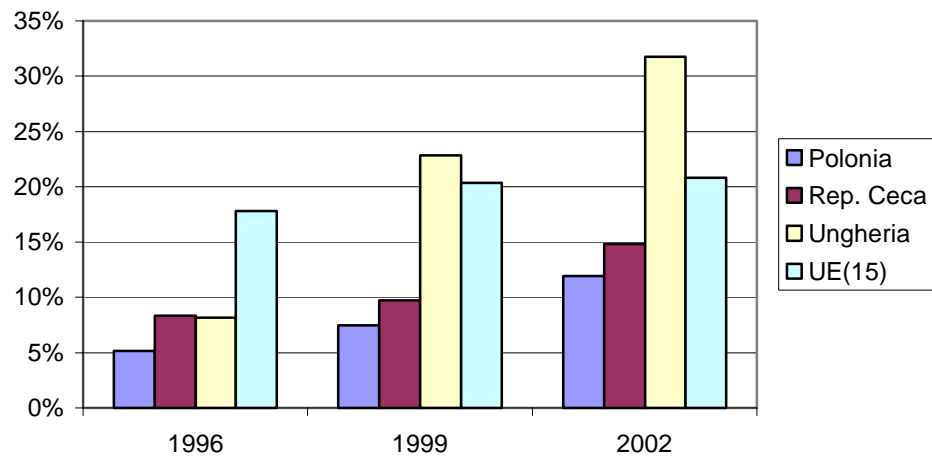


Fonte: Osservatorio ENEA

In ambito europeo, dove nella seconda metà degli anni Novanta era emerso un recupero di competitività tecnologica che aveva parzialmente ridotto il gap con Stati Uniti e Giappone, segnali di forte dinamismo provengono da diverse economie dell'allargamento che tendono progressivamente a colmare i propri deficit commerciali nelle produzioni *high-tech*. Di particolare interesse risulta l'incremento dell'intensità di prodotti *high-tech* sulla esportazione di prodotti manifatturieri da parte dell'Ungheria, sempre più interessata da crescenti flussi di investimenti diretti esteri, che si segnala come capofila di questo nuovo processo di sviluppo iniziando nel 1997 a conseguire consistenti attivi commerciali. Significativa appare inoltre l'evoluzione dell'export di Polonia e Repubblica Ceca, che agli inizi del 2000 raggiungono e in breve superano la quota del 10% di export *high-tech* sull'export manifatturiero su cui l'Italia si è attestata stabilmente nel corso degli ultimi cinque anni.

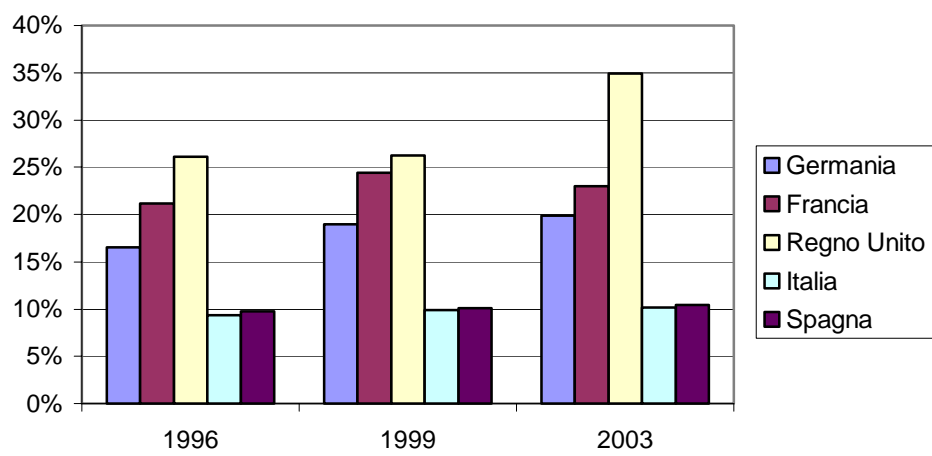
Nell'ultimo periodo, l'arretramento della competitività tecnologica dell'Italia inizia dunque a misurarsi con un più esteso e variegato insieme di Paesi europei, che annovera al suo interno non solo le consolidate economie di Francia, Germania e Regno Unito, e le più recentemente affermate economie del nord Europa (Svezia, Finlandia e Danimarca), ma anche alcune economie dell'est europeo, soprattutto in prospettiva degli impulsi che i processi di crescente integrazione produttiva e commerciale sapranno trasmettere (figure 6.3.11 e 6.3.12).

Figura 6.3.11 - Quota dell'export *high-tech* sull'export manifatturiero. Paesi dell'Est nel confronto europeo



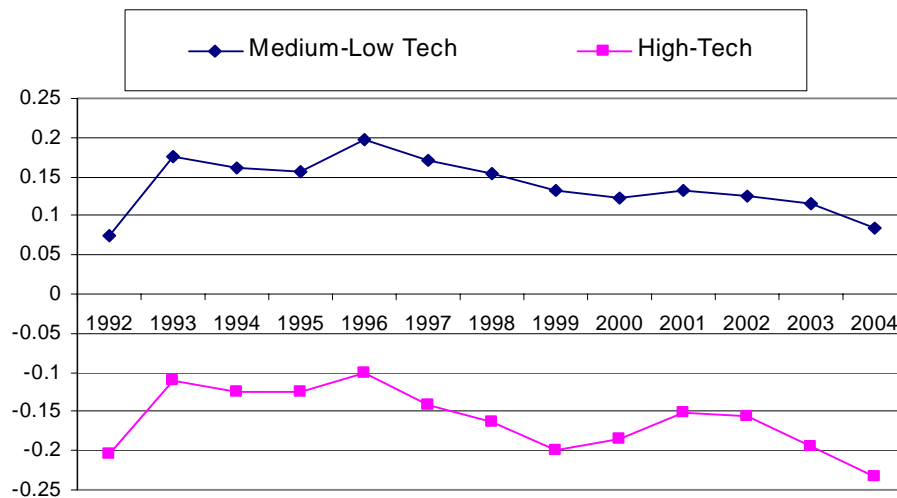
Fonte: Osservatorio ENEA

Figura 6.3.12 - Quota dell'export *high-tech* sull'export manifatturiero. Italia e Spagna nel confronto con i maggiori partner europei



Fonte: Osservatorio ENEA

Figura 6.3.13 - Italia: saldi commerciali normalizzati



Fonte: Osservatorio ENEA

Resta peraltro preoccupante il forte peggioramento del deficit commerciale *high-tech* nel biennio 2003-2004 nonostante la stagnazione produttiva, che ha posto un freno alle importazioni, e la ripresa dell'economia internazionale che ha toccato nel 2004 un ritmo di sviluppo raramente sperimentato in passato e che avrebbe dovuto trainare le esportazioni. Comportamenti paralleli ma meno accentuati hanno interessato anche le produzioni *medium-low tech*, con una perdita di competitività che tuttavia non può ritenersi più estranea a quella registrata nell'*high-tech* in ragione delle interazioni e delle interdipendenze tecnologiche che caratterizzano ogni sistema produttivo (figura 6.3.13).

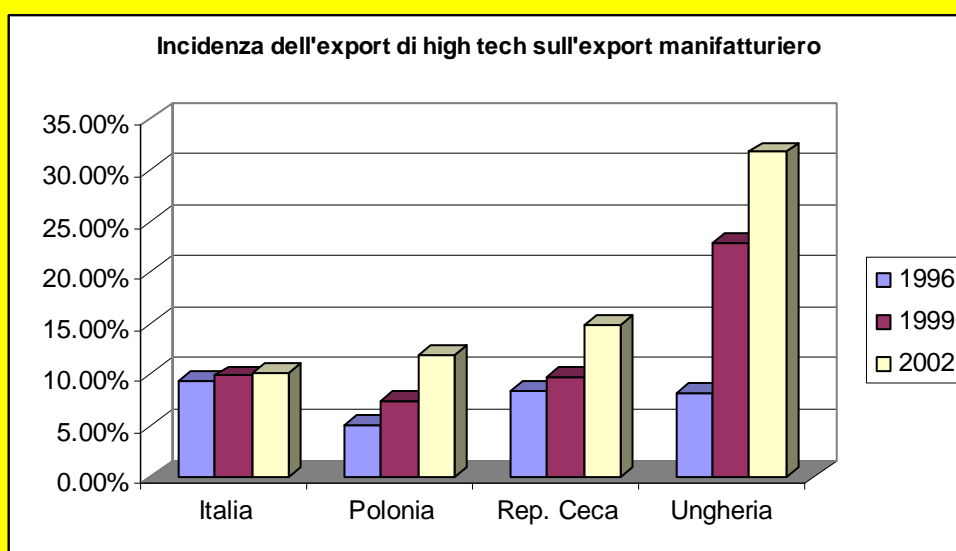
I diversi fattori di natura congiunturale hanno, quindi, continuato a filtrare gli andamenti dei flussi commerciali, "accompagnando" il peggioramento di un sistema di competizione tecnologica sempre più debole e deteriorato nella capacità di generare innovazione.

In primo piano

L'Italia e i Paesi dell'"allargamento": le prospettive della competitività tecnologica

I più recenti sviluppi del processo di globalizzazione in atto testimoniano non solo una sempre maggiore preminenza delle dinamiche tecnologiche, ma anche l'emergere di uno scenario mondiale assai più complesso ed articolato che rende ulteriormente problematica la già deteriorata posizione competitiva dell'Italia.

In ambito europeo, dove nella seconda metà degli anni Novanta era emerso un recupero di competitività tecnologica che aveva parzialmente ridotto il gap con Stati Uniti e Giappone, segnali di forte dinamismo provengono da diverse economie dell'allargamento (Ungheria, Repubblica Ceca e Polonia) che tendono progressivamente a colmare i propri deficit commerciali nelle produzioni *high-tech*.



Appare così particolarmente preoccupante il forte peggioramento del deficit commerciale *high-tech* nel biennio 2003-2004 nonostante la stagnazione produttiva, che ha posto un freno alle importazioni, e la ripresa dell'economia internazionale che ha toccato nel 2004 un ritmo di sviluppo raramente sperimentato in passato e che avrebbe dovuto trainare le esportazioni. Comportamenti paralleli ma meno accentuati hanno peraltro interessato anche le produzioni *medium-low tech*, con una perdita di competitività che tuttavia non può ritenersi più estranea a quella registrata nell'*high-tech* in ragione delle interazioni e delle interdipendenze tecnologiche che caratterizzano ogni sistema produttivo.

BIBLIOGRAFIA

L'impiantistica energetica: stato e prospettive di sviluppo

- Y. Lechón, H. Cabal, C. Lago, R. Sáez, *SERF 4 - Benefits of fusion in terms of greenhouse gases reduction in long term climate change mitigation scenarios*. CIEMAT, 2005
- OECD, *Projected cost of electricity generation*. OECD, 1998.
- OECD, *Projected cost of electricity generation*. OECD, 2005
- Sargent & Lundy, Consulting group, *Assessment of Parabolic trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*. SL-5641, 2003
- Giuffrida, L.G. et al., *Energy Technology Database Review and update*, ESTO-JRC-IPTS/ICTAF/ENEA Project, RT/2003/51/UDA. ENEA, 2003

Il quadro della ricerca, la competitività, le fonti di finanziamento

- Sirilli G., “*Will Italy meet the ambitious European target for R&D expenditure? Natura non fecit saltus*”. *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 71/5, 2004
- “*L'Italia nella competizione tecnologica internazionale. Quarto Rapporto*”. Rapporto dell'Osservatorio ENEA a cura di Ferrari S., Guerrieri P., Malerba F., Mariotti S., Palma D. Franco Angeli, 2004
- “*Le politiche per la competitività delle imprese. Rapporto Met 2005*”. A cura di Brancati R. Donzelli, 2005

APPENDICE 1
ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA DEGLI
EVENTI 2004-2005

APPENDICE 1 – ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA DEGLI EVENTI 2004-2005

2004

3 novembre

Presentazione del World Energy Outlook 2004 della IEA a cura del World Energy Council Italia e del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2004/03_11_04.asp

<http://www.iea.org/Textbase/npsum/WEO2004SUM.pdf>

14 novembre

A dodici anni dalla fine della guerra nella ex Jugoslavia la rete elettrica dei Balcani viene nuovamente connessa e sincronizzata a quella dell’Europa Occidentale .

http://www.ucte.org/pdf/News/20041110_Reconnection_Conclusions.pdf

26 novembre

La Cina annuncia l’intenzione di costituire entro il 2010 la propria riserva strategica di petrolio.

http://www.chinadaily.com.cn/english/doc/2005-06/10/content_450449.htm

6 -18 dicembre,

Si svolge a Buenos Aires la decima Conferenza internazionale sui cambiamenti climatici.

<http://clima.casaccia.enea.it/ipcc/focalpoint/infoclima/2005/ConclusioniCOP-10.htm>

1 gennaio

L'Unione Europea lancia l'*European Emissions Trading Scheme* (ETS). Si tratta della istituzione del secondo mercato per il commercio delle emissioni di gas serra dopo la *Chicago Climate Exchange* statunitense.

http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/emission_trading2_en.pdf

<http://www.chicagoclimatex.com/>

10 febbraio

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, presentano i risultati dell'indagine conoscitiva congiunta condotta per verificare lo stato del processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica.

<http://www.autorita.energia.it/docs/05/019-05all.pdf>

16 febbraio

Entra in vigore il Protocollo di Kyoto, a seguito dell'approvazione del trattato da parte della Russia avvenuta nel novembre 2004.

http://www.governo.it/GovernoInforma/Dossier/kyoto_protocollo

17 febbraio

Con l'acquisto della società elettrica slovacca SE, che dispone, tra l'altro, di un parco elettronucleare, l'ENEL torna ad investire sul nucleare a 18 anni dal referendum abrogativo italiano.

http://www.enel.it/attivita/novita_eventi/archivio/slovenske/

23 febbraio

Coldiretti, Confagricoltura, Assodistil e Itabia sottoscrivono un accordo volontario per la produzione di bioetanolo per la valorizzazione dei biocarburanti.

http://www.assodistil.it/comunicati_stampa.htm

24 febbraio

Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e il Ministero delle Attività Produttive trasmettono alla Commissione Europea l'integrazione al Piano Nazionale di Assegnazione (PNA) dei permessi di emissione richiesto dalla Direttiva Emission Trading.

http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/pia/att/pna_c02/pna_c02.asp

28 febbraio

Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale sottoscrive il contratto per il trasferimento a Terna dell'attività di trasmissione e di dispacciamento dal 1 novembre 2005, al fine di integrare la proprietà e la gestione della Rete di Trasmissione Nazionale.

www.grtn.it/biblioteca/documenti/9028_20050228_TERNAGR TN.PDF

1 marzo

In Francia, a causa del freddo eccezionale, la domanda di elettricità raggiunge il picco di 86.027 MW, rendendo necessaria l'importazione di energia dalla Germania e dalla Spagna.

http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/MEC_Current/Full.htm

7 marzo

L'Edison sottoscrive una lettera di intenti con la compagnia petrolifera di stato algerina Sonatrach per la fornitura di gas naturale attraverso la costruzione del GALSI, il metanodotto destinato a collegare l'Algeria all'Italia attraverso la Sardegna.

<http://www.edison.it/stampa/cs2005/n1marzo2005.html>

14 marzo

Il Ministro dell'Ambiente presenta il Rapporto "Lo Stato dell'Ambiente in Italia 2005".

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2005/14_03_05.asp

15 marzo

Si apre a Londra il vertice dei Ministri dell'Energia e dell'Ambiente del G8 e, a seguire, il G8 Ambiente dedicato ai temi del cambiamento climatico.

<http://www.govnet.co.uk/newsfeed.php?ID=7393>

16-18 marzo

Si tiene a Ravenna la settima edizione dell'*Offshore Mediterranean Conference* (OMC), il principale punto di incontro degli esperti italiani di idrocarburi, con qualificate delegazioni internazionali.

<http://www.omc.it/>

18 marzo

Approvato dal CIPE Il Programma Nazionale della Ricerca elaborato dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca, con la focalizzazione delle attività in dieci settori ed una dotazione finanziaria di €1,8 miliardi

http://www.miur.it/0003Ricerca/index_cf3.htm

Audizione in Parlamento del Presidente dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato in merito alla "Indagine sulla possibile evoluzione del mercato energetico nazionale".

[http://www.agcm.it/agcm_ita/DSAP/AUDIZIONI.NSF/0/120f7e59781be958c1256fc800446eb5/\\$FILE/Audizione18032005.pdf](http://www.agcm.it/agcm_ita/DSAP/AUDIZIONI.NSF/0/120f7e59781be958c1256fc800446eb5/$FILE/Audizione18032005.pdf)

21-22 marzo

Si svolge a Parigi la Conferenza internazionale "*Nuclear Power for the 21st Century*", organizzata dalla IAEA e dall'OCSE.

<http://www.iaea.org/NewsCenter/Statements/2005/ebsp2005n004.html>

31 marzo

Presentazione dell'*Italian Carbon Fund*, il Fondo italiano per le riduzioni dei gas serra istituito a seguito di un accordo concluso tra il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e la Banca Mondiale.

<http://www.aet.roma.it/writable/eventi/file/Atti%20Presentazione%20ICF.pdf>

11 aprile

L'ENEL annuncia la realizzazione a Marghera, entro il 2007, di una centrale elettrica di taglia industriale ad altissima efficienza alimentata a idrogeno.

<http://www.regione.veneto.it/Notizie/Comunicati+Stampa/Marzo+2005/530.htm>

http://www.enel.it/azienda/sala_stampa/comunicati/index.asp?anno=2005

12 aprile

Firmato a Sofia il memorandum di intesa tra Russia, Bulgaria e Grecia per la costruzione dell'oleodotto Burgas Alexandropolis in grado di evitare il Bosforo.

<http://www.difesa.it/NR/rdonlyres/87B27D0B-2EAC-4A6A-902E>

[7B5812E35F35/6673/oss_04_05.pdf](http://www.cges.co.uk/pdf-lib/SampleFSUadvisory2004.pdf)

<http://www.cges.co.uk/pdf-lib/SampleFSUadvisory2004.pdf>

Il Ministero delle Attività Produttive presenta lo “Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020”, per settore e per fonte energetica.

<https://dgerm.attivitaproduttive.gov.it/dgerm/scenarioenergetico.asp>

Presentazione della sedicesima edizione del Rapporto Ambiente Italia 2005 di Legambiente.

<http://www.legambienteonline.it/news2005/ambiente.htm>

23 aprile

Presentazione al CNEL del rapporto “Sistema energetico italiano: la rete infrastrutturale e il processo di liberalizzazione”.

<http://81.208.28.44/Portale/Documenti.nsf/vwPerChiave/D6E?OpenDocument>

26 aprile

La Commissione Europea adotta il 7° Programma Quadro di Ricerca, Sviluppo tecnologico e Attività di dimostrazione per il periodo 2007-2013.

http://www.miur.it/0003Ricerca/0142Ricerca/07257_Prog/index_cf3.htm

I Presidenti delle Associazioni che operano nel settore Energia di Confindustria avviano la fase costitutiva di una Federazione dell'Energia.

http://www.assomineraria.org/news/view.php?news_pk=2006

Sottoscritti gli accordi finali per la realizzazione del terminale di ricezione e di gassificazione del GNL, al largo di Rovigo.

http://www.assomineraria.org/news/view.php?news_pk=2030&from=index

Il CNEL presenta il Rapporto “Orientamenti per una politica nazionale in materia di energia”.

<http://www.portalecnel.it/Portale/Consiliatura7/documenti.nsf/vwPerChiave/FF2?openDocument>

4 maggio

Nel corso della riunione ministeriale dell'OCSE a Parigi vengono rese note le stime degli investimenti che saranno necessari entro il 2030 per il settore energetico.

http://www.oecd.org/document/10/0,2340,en_2649_201185_34842314_1_1_1_1,00.html

Si svolge a Roma il Convegno di ISES Italia “Il protocollo di Kyoto come opportunità per l'Italia: per lo sviluppo dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili”.

http://www.isesitalia.it/pdf/Comunicato%20ISES%20ITALIA_4mag05.pdf

9 maggio

Accordo di cooperazione scientifica bilaterale tra Italia e Francia con la creazione, tra l'altro, di un Gruppo di ricerca franco-italiano su energia e sicurezza dell'idrogeno.

<http://www.istruzione.it/prehome/comunicati/2005/0905.shtml>

13 maggio

Firmati gli accordi tra AEM ed EDF per l'acquisizione del controllo di Edison.

http://www.aem.it/home/cms/stampa/comunicati_stampa/2005/AEM_EdF_ITALIANO.pdf

16-17 maggio

Si tiene a Bonn la Conferenza informale ONU sulla tutela del clima.

<http://unfccc.int/meetings/seminar/items/3410.php>

25 maggio

La Commissione Europea approva il Piano Nazionale italiano di Assegnazione (PNA) delle emissioni per il periodo 2005-2007.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2005/25_05_05.asp

30 maggio

Firma dell'accordo ENEL-EdF con il quale l'ENEL entra nel mercato francese, partecipa al nucleare di nuova generazione Epr e ricostituisce una competenza nucleare.

http://www.enel.it/attivita/novita_eventi/archivio_novita/enel_edf/

13 giugno

Firma dell'accordo di cooperazione in campo energetico tra Italia e Francia.

http://www.minindustria.it/news/index.php?sezione=news&tema_dir=tema2.

<http://www.enel.it/attivita/ambiente/news/news0050.asp>

16 giugno

Si conclude a Pisa "Rinnova", due giorni di dibattito sulle energie alternative promosso dall'ENEL.

<http://www.enel.it/rinnova>

20 giugno

Presentazione del BP Statistical Review of World Energy 2005.

<http://www.bp.com/genericsection.do?categoryId=92&contentId=7005893>

22 giugno

Un *blackout* elettrico colpisce l'intero sistema ferroviario svizzero.

http://www.admin.ch/cp/i/4309d79e_1@fwsrvvg.html

La Commissione Europea approva il Libro Verde sull'efficienza energetica che individua il potenziale economico di risparmio energetico all'interno dell'Unione.

http://europa.eu.int/eur-lex/lex/LexUriServ/site/it/com/2005/com2005_0265it01.pdf

Presentazione del Rapporto sulle attività del GRTN.

<http://www.grtn.it/ita/chisiamo/rapportoattivadocs2005.asp>

23 giugno

Viene presentata la Relazione annuale dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

http://www.autorita.energia.it/relaz_ann/index.htm

27 giugno

Anev e WWF presentano un protocollo di intesa per la diffusione dell'energia eolica in Italia.

<http://www.anev.org/print.php?sid=57>

L'Agenzia Europea dell'Ambiente pubblica il Rapporto annuale sull'inventario delle emissioni di gas serra all'interno della Comunità Europea.

http://reports.eea.eu.int/technical_report_2005_4/en/EC_GHG_Inventory_report_2005.pdf

28 giugno

Si conclude il Consiglio dell'Unione Europea con una posizione comune sulle reti transeuropee, sulla efficienza degli usi finali di energia e sul sostegno al Libro verde per l'efficienza energetica.

http://ue.eu.int/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/it/trans/85619.pdf

L'Europa si aggiudica il progetto ITER che verrà localizzato in Francia a Cadarache.

http://www.iter.org/joint_declaration.htm

29 giugno

L'Agenzia Europea per l'Ambiente pubblica il rapporto che analizza le azioni necessarie all'Unione Europea per ridurre del 40% le emissioni di gas serra entro il 2030.

http://reports.eea.eu.int/eea_report_2005_1/en/Climate_change-FINAL-web.pdf

30 giugno

BP, ConocoPhillips, Shell e le maggiori *utility* britanniche annunciano il via a un progetto in Scozia per lo sviluppo su scala industriale di un impianto alimentato a idrogeno per la produzione di energia.

<http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=97&contentId=7006978>

7 luglio

Il Commissario europeo alla Ricerca inaugura presso l'Istituto dell'energia di Petten in Olanda gli impianti sperimentali per l'idrogeno e per le celle a combustibile.

http://www.jrc.cec.eu.int/more_information/download/200507_hydrogen_presspack.htm

6-8 luglio

Si chiude a Gleneagles in Scozia il vertice dei G8 con una dichiarazione sui cambiamenti climatici.

<http://www.fco.gov.uk/Files/kfile/PostG8ClimChaAcademies.pdf>

<http://www.e-gazette.it/approfondimenti/ap590.pdf>

11 luglio

Si inaugura in Germania l'impianto fotovoltaico Bavaria Solarpak da dieci megawatt (MW), il più grande al mondo per potenza installata.

http://www.powerlight.com/company/press-releases/2004/081704_Bavaria.shtml

18 luglio

Il commissario UE per l'Energia, Andris Piebalgs, lancia una campagna informativa per promuovere la riduzione dei consumi di energia elettrica e accrescere l'utilizzo delle fonti alternative di energia.

<http://www.regioncentroitalia.org/news.asp?id=3616>

26 luglio

Il governo spagnolo approva il Libro Bianco sull'energia contenente le linee guida per la riorganizzazione del settore.

<http://www6.mityc.es/energia/archivos/LibroBlanco.pdf>

27 luglio

Il Ministro dell'Ambiente presenta l'edizione 2004 dell'Annuario dei dati ambientali elaborato dall'Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente e i Servizi Tecnici (APAT).

http://www.apat.gov.it/Media/Annuario_2004.zip

Viene siglato a Vientiane un patto volontario tra USA, Cina, India, Australia, Corea del Sud e Giappone per contrastare i cambiamenti climatici attraverso l'introduzione e la diffusione di nuove tecnologie a basso impatto ambientale.

http://www.pm.gov.au/news/media_releases/media_Release1482.html

29 luglio

Il Congresso degli Stati Uniti approva la più completa legislazione in campo energetico degli ultimi dieci anni con un rilevante ruolo assegnato alle rinnovabili e all'efficienza energetica.

<http://www.energy.sc.gov/PDFs/energy%20bill%20conference%20report%2007-05.pdf>

4 agosto

Honda, Bmw e General Motors siglano un accordo per lo sviluppo congiunto delle tecnologie di supporto del motore a idrogeno con celle a combustibile.

<http://www.rai.it/news/articolonews/0,9217,115927,00.html>

8 settembre

Firmato l'accordo tra Germania e Russia per la costruzione di un gasdotto sotto il mar Baltico che consentirà entro il 2010 la fornitura diretta di gas russo al mercato tedesco.

<http://www.gazprom.com/eng/news/2005/09/17871.shtml>

12 settembre

Inizia in Finlandia la costruzione del primo reattore europeo di terza generazione Epr.

<http://www.tvonen.fi/745.htm>

19 settembre

A seguito di una sentenza della Corte di Giustizia del Lussemburgo, la Commissione Europea mantiene il diritto a legiferare sulla protezione dell'ambiente in una causa che opponeva l'Esecutivo agli Stati membri.

<http://www.curia.eu.int/en/actu/communiqués/cp05/aff/cp050075en.pdf>

Nel corso del 2006 si darà inizio in Portogallo alla costruzione della centrale fotovoltaica più grande del mondo.

http://www.enel.it/attivita/ambiente/energy/sole07_hp/sole07/

20 settembre

Si tiene a Roma la prima Conferenza sulla Mobilità Sostenibile organizzata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2005/20_09_05.asp

26 settembre

Il GRTN pubblica il rapporto "Energia elettrica da fonti rinnovabili. Bollettino dell'anno 2004". <http://www.grtn.it/ita/PUBBLICAZIONI/BollettinoEnergia.asp>

26-28 settembre

Si svolge a Montreal la sessione plenaria del IPCC che ratifica il Rapporto Speciale sul sequestro e l'immagazzinamento di CO₂.

<http://www.ipcc.ch/activity/ccsppm.pdf>

27 settembre

Il Presidente Bush invita gli americani ad uno uso più accorto dei mezzi di trasporto privati e invita le agenzie federali a incoraggiare i dipendenti ad un utilizzo maggiore del mezzo pubblico.

<http://www.whitehouse.gov/news/releases/2005/09/20050926.html>

28 settembre

Eni e la compagnia algerina Sonatrach costituiscono la nuova società paritetica Transmed SpA per la commercializzazione della capacità di trasporto addizionale di gas naturale.

<http://www.sonatrach-dz.com/filiales-internationales-tmpc.htm>

Gazprom conquista il controllo di Sibneft, quinta compagnia petrolifera russa, e acquisisce il controllo di un terzo delle riserve petrolifere russe.

<http://www.gazprom.com/eng/news/2005/10/18199.shtml>

29 settembre

L'UNCTAD presenta il *World Investment Report 2005*, dove per la prima volta appare una analisi dei fattori che portano all'internazionalizzazione della R&S da parte delle imprese transnazionali.

http://www.unctad.org/en/docs/wir2005_en.pdf

29 settembre – 1 ottobre

Si tiene a Roma la prima edizione di CO₂ EXPO 2005, la prima mostra convegno dell'*Emission trading* e del mercato dei crediti di carbonio.

<http://www.co2expo.com/it/introduzione.asp>

Invito del Parlamento Europeo alla Commissione affinché continui a sviluppare una strategia "ambiziosa e realistica" nel settore delle fonti rinnovabili.

<http://www.spazioeuropa.it/spazioeuropa/ansa/articolo.htm?id-news=2805>

8 ottobre

Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale pubblica i Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2004.

www.grtn.it/ita/statistiche/documenti/annuario04/introduzione.pdf

17 ottobre

Si riunisce a Bruxelles Il Consiglio dei Ministri dell'Ambiente dell'Unione Europea per valutare il livello di attuazione del Protocollo di Kyoto e per preparare l'undicesima Conferenza delle Parti (COP 11) di Montreal.

<http://ue.eu.int/ueDocs/newsWord/it/envir/86749.doc>

20 ottobre

Eni e Gazprom decidono di considerare superato l'accordo siglato il 10 maggio 2005 per la vendita diretta da parte dell'operatore russo di gas sul mercato italiano.

25 ottobre

Audizione del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio sullo stato di attuazione del Protocollo di Kyoto e sulle sue prospettive evolutive, in relazione alle implicazioni sulle misure di risparmio energetico e sul sistema produttivo del Paese.

<http://cerca.camera.it/visRisultato.asp?Type=HTML&docNo=4>

26-29 ottobre

Si tiene a Rimini la nona edizione di Ecomondo, fiera Internazionale del recupero di materia ed energia e dello sviluppo sostenibile.

<http://www.ecomondo.com/>

27 ottobre

Dallo scorporo della divisione Attività Nucleari di Ansaldo nasce "Ansaldo nucleare", che si occuperà di avviare accordi e connessioni con aziende europee produttrici di energia nucleare.

<http://www.finmeccanica.it/finmeccanica/default.htm>

1 novembre

In seguito al trasferimento del ramo d'azienda relativo a dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete a Terna SpA, il GRTN si concentra sulla gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia, attività in parte già svolte.

<http://www.grtn.it/ita/fotovoltaico/IncentivazioneEnergiaFotovoltaica.asp>

7-8 novembre

Si svolge a Pechino la B.I.R.E.C (*Beijing International Renewable Energy Conference*), organizzata dai governi cinese e tedesco, insieme all'Unione Europea e all'ONU, per fare il punto sulla situazione del mercato internazionale delle fonti d'energia rinnovabile. Nell'ambito della Conferenza si svolge anche un *side event* sino-italiano per far conoscere i progetti sulle energie rinnovabili promossi in Cina dal Ministero italiano dell'ambiente.

<http://www.minambiente.it/st/Ministero.aspx?doc=ufficiostampa/2005/8novembre.xml>

12 novembre

Nell'accordo sul programma della *Grosse Koalition* tedesca viene confermata la progressiva fuoriuscita della Germania dal nucleare entro il 2023.

http://www.corriere.it/Primo_Piano/Esteri/2005/11_Novembre/12/valentino.html

15 novembre

Il Commissario all'Energia dell'Unione Europea presenta il rapporto scaturito dall'indagine sulla concorrenza nei mercati dell'elettricità e del gas e dal monitoraggio annuale sullo stato di recepimento delle direttive in materia.

http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/report_2005/index_en.htm

28 novembre - 9 dicembre

Si conclude con un accordo a Montreal l'undicesima Conferenza delle Parti che aderiscono alla Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (COP 11). Il Protocollo di Kyoto andrà avanti anche dopo il 2012 con ulteriori obiettivi di riduzione delle emissioni.. Il nuovo accordo, come quello precedente, non è stato sottoscritto dagli Stati Uniti, che però hanno firmato un documento di impegno a entrare in un "dialogo globale" sul futuro della lotta al cambiamento climatico.

http://unfccc.int/meetings/cop_11/items/3394.php

APPENDICE 2
ENERGIA E AMBIENTE: RIFERIMENTI
NORMATIVI E LEGISLATIVI 2004-2005

APPENDICE 2 – ENERGIA E AMBIENTE: RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI 2004-2005

2004

16 dicembre

Decreto di nomina dell'Osservatorio Nazionale sulle Fonti Rinnovabili e sulla efficienza energetica negli usi finali, previsto dal Dlgs 387/2003.

<http://www.minambiente.it/Sito/ai/05/leggi/decreti.htm>

www.anev.org/print.php?sid=36

27 dicembre

Legge 15 dicembre 2004, n. 308 di “Delega al Governo per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale e misure di diretta applicazione”.

<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/04308l.htm>

28 dicembre

Decreto attuativo degli accordi di Kyoto per la limitazione dei gas a effetto serra.

<http://www.senato.it/leg/14/BGT/Schede/Ddliter/22368.htm>

29 dicembre

Decreto del Ministero delle Attività Produttive recante “Determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2005, dell'energia elettrica da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale SpA.

http://www.autorita.energia.it/docs/riferimenti/decreto_041224.htm

2005

4 Gennaio

Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 12 novembre 2004, n. 273, recante "Disposizioni urgenti per l'applicazione della direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità europea".

<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/04316l.htm>

10 gennaio

Legge 30 dicembre 2004 n. 311 (Finanziaria 2005). Stanziamento di 219 milioni di euro, da erogare in tre anni, per defiscalizzare l'alcool di origine agricola da impiegare come carburante.

http://www.finanze.it/comunicare/2005/assegnazione_quote_bioetanolo.pdf

27 gennaio

Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Parlamento e al Governo in materia di terzietà della Rete Nazionale degli Stoccaggi e di sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale

http://www.autorita.energia.it/docs/index_pareri.htm

8 febbraio

Regolamento (Euratom) della Commissione Europea concernente l'applicazione del controllo di sicurezza nucleare.

http://europa.eu.int/eur-lex/lex/LexUriServ/site/it/oj/2005/l_054/l_05420050228it00010070.pdf

10 febbraio

Istituzione delle modalità di applicazione di un meccanismo per monitorare le emissioni di gas a effetto serra nella Comunità e per attuare il protocollo di Kyoto.

http://europa.eu.int/eur-lex/pri/it/oj/dat/2004/l_049/l_04920040219it00010008.pdf

3 aprile

Approvazione della Legge Comunitaria 2004 che impegna il Governo a dare attuazione alle Direttive dell'Unione Europea.

<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/05062l.htm>

Il Parlamento Europeo approva la Direttiva per l'*eco-design* dei prodotti che utilizzano energia, con lo scopo di migliorarne le prestazioni durante l'intero ciclo di vita.

http://europa.eu.int/eur-lex/lex/LexUriServ/site/it/oj/2005/l_191/l_19120050722it00290058.pdf

13 aprile

Decreto 11 febbraio 2005, che dispone l'erogazione di 25 milioni di Euro a favore dell'*Italian Carbon Fund*.

http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/pia/docs/dm_11_02_05.pdf

22 aprile

Decreto legislativo per l'"Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento".

<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/deleghe/05059dl.htm>

27 aprile

Decreto legislativo che dà attuazione alla direttiva 2003/17/CE relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel.

<http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/testi/05066dl.htm>

2 maggio

Il Gestore del Mercato Elettrico e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas definiscono le regole di funzionamento del mercato dei certificati bianchi, i Titoli di Efficienza Energetica (TEE).

http://www.autorita.energia.it/com_stampa/05/cs_050502.htm

14 maggio

Decreto legge recante “Disposizioni urgenti in materia di partecipazioni a società operanti nel mercato dell'energia elettrica e del gas”.

<http://www.guritel.it/icons/freepdf/SGFREE/2005/05/14/SG111.pdf>

22 giugno

Decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, per il contenimento delle tariffe elettriche.

http://www.autorita.energia.it/docs/riferimenti/decreto_050622.htm

1 luglio

Decreto del Ministero delle Attività Produttive destinato ad agevolare programmi di sviluppo precompetitivo comprendenti anche attività non preponderanti di ricerca industriale e le attività connesse ai centri di ricerca finalizzati al miglioramento dell'efficienza energetica e alla diffusione delle fonti rinnovabili di energia.

http://www.minindustria.it/pdf_upload/documenti/phpd9s5NB.pdf

12 luglio

Decreto legislativo che promuove l'uso dei biocarburanti (carburanti liquidi o gassosi per i trasporti, ricavati dalla biomassa) con affidamento all'ENEA delle attività di ricerca e di sviluppo di biocarburanti e delle relative tecnologie.

<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/deleghe/05128dl.htm>

18 luglio

Il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca pubblica il bando sui programmi strategici per il rilancio della competitività, previsti dal Programma Nazionale della Ricerca.

http://www.miur.it/0006Menu_C/0012Docume/0015Atti_M/5083Invito_cf3.htm

25 luglio

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas diffonde un documento per la consultazione e la promozione della produzione elettrica dai piccoli impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza fino a 20 kW.

http://www.autorita.energia.it/com_stampa/05/cs_050719.htm

28 luglio

Decreto contenente “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”.

http://www.governo.it/GovernoInforma/Dossier/energia_solare/decreto.html

30 luglio

Decreto dei Ministeri dell'Ambiente e delle Attività Produttive che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione dei gas a effetto serra.

http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/pia/att/pna_c02/docs/dd_01_07_2005_854.pdf

2 agosto

Decreto attuativo della Legge 10 del 1991 relativa al risparmio energetico in edilizia.

<http://gazzette.comune.jesi.an.it/2005/178/1.htm>

5 agosto

Decreto attuativo del decreto legislativo 387/2003 che incentiva in conto energia la produzione elettrica da impianti fotovoltaici.

http://www.autorita.energia.it/docs/riferimenti/decreto_050728.htm

19 agosto

Decreto legislativo n. 192 per l'attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/deleghe/05192dl.htm>

Approvazione del decreto legislativo recante "Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale".

<http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/testi/05195dl.htm>

24 agosto

Decreto del Ministero delle Attività Produttive sull'aggiornamento della Rete nazionale dei gasdotti.

http://www.autorita.energia.it/docs/riferimenti/decreto_050804.htm

14 settembre

Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la "Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici".

<http://www.autorita.energia.it/docs/05/188-05.htm>

14 ottobre

La Corte Costituzionale dichiara illegittime alcune norme della legge 239/04 ritenute in contrasto con il principio di partecipazione delle Regioni alle decisioni in tema di energia, sancito dalla riforma del titolo V della Costituzione.

<http://www.federalismi.it/federalismi/index.cfm?Artid=3669>

14 novembre

La Gazzetta Ufficiale n. 265 pubblica due decreti per le fonti rinnovabili recanti "Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili" e "Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia".

http://www.gazzettaufficiale.it/guri/sommario?service=0&numgu=265&data_gu=14.11.2005&expe nsive=0&supplemento=null.

Il Consiglio dei Ministri approva lo schema di decreto legislativo recante "Norme in materia ambientale" per il riordino, coordinamento ed integrazione delle disposizioni legislative vigenti che accorpa in un provvedimento unico i cinque decreti legislativi attuativi della legge delega ambientale".

http://www.insic.it/allegati/amb_3_testounicoamb.pdf

APPENDICE 3
GLOSSARIO

APPENDICE 3 - GLOSSARIO

- **AEA** – Agenzia Europea dell’Ambiente (vedi EEA).
- **AEA** – Area Ecologicamente Attrezzata. Si dice di un’area dotata, con disciplina regionale, delle infrastrutture e dei sistemi necessari a garantire la tutela della salute, della sicurezza e dell’ambiente.
- **AEEG** – Autorità per l’energia elettrica e il gas.
- **AFBC** – *Athmospheric 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 CO₂ 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.
- **AOT** – *Accumulated exposure Over Threshold*. Somma dell’esposizione oltre il limite di soglia.
- **APAT** – Agenzia per la Protezione dell’Ambiente e per i Servizi Tecnici (già ANPA).
- **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.
- **ARPA** – Agenzia regionale per la protezione dell’ambiente.
- **ASI** – Area di Sviluppo Industriale. Consorzio con la finalità di promuovere le condizioni necessarie per la creazione e lo sviluppo di attività imprenditoriali nei settori dell’industria e dei servizi alle imprese.
- **ATECO91** – Classificazione statistica delle Attività Economiche.
- **ATZ** – Alto tenore di zolfo.
- **AU** – Acquirente Unico. È un soggetto del mercato elettrico, in base a quanto previsto dal decreto legislativo 79/99. Ad esso spetta il compito di acquistare energia elettrica e rivenderla alle imprese distributrici per la quota destinata alla fornitura del mercato vincolato, secondo le direttive dell’AEEG.
- **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.
- **BENCHMARKING** – Processo di comparazione dei casi esaminati rispetto ad un caso esemplare.

- **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.
- **BOTTOM UP** – Si dice di un processo che inizia dal basso e prosegue verso l'alto, ovvero dal livello locale al livello nazionale.
- **BRef** – *BAT Reference document*. Documenti di indirizzo per l'individuazione delle BAT(vedi)dei diversi settori.
- **BTZ** – Basso tenore di zolfo.
- **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.
- **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 CO₂.
- **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.
- **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 CO₂ generato da un progetto in base a un meccanismo di sviluppo pulito (CDM).
- **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.
- **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.
- **CIVR** – Comitato di Indirizzo per la Valutazione della Ricerca. Istituito dal MIUR per la valutazione della ricerca non universitaria.
- **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.

- **CNA** – Confederazione Nazionale dell'Artigianato e della Piccola e Media Impresa.
- **CO** – Monossido di carbonio.
- **CO₂** – 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.
- **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*).
- **CORINAIR** – *Coordination Information AIR*. Progetto promosso e coordinato dall'Unione Europea nell'ambito del programma sperimentale CORINE (COordinated Information on the Environment).
- **COV** – Composti Organici Volatili.
- **COVNM** – Composti Organici Volatili diversi dal Metano.
- **CPL** – Concentratori Parabolici Lineari. Sistemi solari termici di potenza.
- **CPP** – Concentratori Parabolici Puntuali. Sistemi solari termici di potenza.
- **CSI** – Comunità di Stati Indipendenti. Essa comprende dodici delle quindici ex-repubbliche sovietiche (sono escluse le Repubbliche baltiche).
- **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.
- **CSM** – Centro Sviluppo Materiali.
- **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.
- **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 approvato dalla Commissione Europea 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.
- **DPSIR** (*Driving Forces, Pressures, States, Impacts, Responses*) – Metodologia adottata dalla Agenzia Europea per rappresentare l'insieme degli elementi e delle relazioni che caratterizzano un qualsiasi tema ambientale.
- **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.
- **EAP** – *Environment Action Programme*. Programma comunitario di azione in materia ambientale che stabilisce i principali obiettivi da raggiungere in questo campo.
- **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.

- **EIA** – *Energy Information Administration*. Agenzia statistica dell'U.S. Department of Energy (DOE).
- **EMAS** – *Eco Management and Audit Scheme*. Sistema comunitario di ecogestione e *auditing* al quale le imprese possono aderire volontariamente e richiedere certificazione indipendente di conformità.
- **EMEP** – *European Monitoring and Evaluation Programme*. Programma europeo di cooperazione per il monitoraggio e la valutazione dell'inquinamento atmosferico transfrontaliero.
- **ENERDATA** – Enerdata. Società indipendente specializzata in informazioni e servizi in campo energetico e ambientale.
- **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 CO₂ generato da un progetto di implementazione congiunta (JI).
- **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.
- **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.
- **FCC** – *Fluid Catalytic Cracking*. Processo di conversione finalizzato all'ottenimento di prodotti pregiati, in particolare benzine, a partire da frazioni petrolifere pesanti e residui della distillazione, realizzato in impianto con catalizzatore mantenuto in letto fluido e rigenerato in continuo.
- **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.
- **FEOGA** – Vedi QCS.
- **FER** – Fonti energetiche rinnovabili.
- **FESR** – Vedi QCS.
- **FGEC** – *Forum of Gas Exporting Countries*. Organismo creato nel 2001 per tutelare gli interessi dei Paesi esportatori di fronte alla liberalizzazione dei mercati del gas.
- **FIRB** – Fondo per gli Investimenti in Ricerca di Base. Strumento di finanziamento della Ricerca di Base definita come attività che mira all'ampliamento delle conoscenze

scientifiche e tecniche non connesse a specifici ed immediati obiettivi industriali o commerciali.

- **FISR** – Fondo Integrativo Speciale Ricerca. Cofinanzia programmi strategici quali: qualità alimentare e benessere, sviluppo sostenibile e cambiamenti climatici, nuovi sistemi di produzione e gestione dell'energia.
- **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).
- **GENCO** – *Generation companies*. Impianti di generazione per una potenza installata complessiva di 15.000 MW, che l'ENEL ha ceduto a terzi a seguito di disposizioni di legge per favorire l'apertura del mercato.
- **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 (CO₂), il metano (CH₄), il protossido di azoto (N₂O), i clorofluorocarburi (CFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafloruro di zolfo (SF₆).
- **GME** – Gestore del Mercato Elettrico. Società costituita dal GRTN a cui è affidata la gestione economica del mercato elettrico.
- **GNL** – Gas Naturale Liquefatto (anche LNG).
- **GPL** – Gas di Petrolio Liquefatto.
- **GRTN** – Già Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. Attualmente riveste il ruolo di soggetto attuatore nella promozione, nell'incentivazione e nello sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia, a seguito del trasferimento del ramo d'azienda relativo a dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete a Terna SpA.
- **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. Obiettivi dell'AIE sono: la cooperazione tra Paesi consumatori per ridurre l'eccessiva dipendenza dal petrolio e per sviluppare il risparmio energetico e le fonti energetiche alternative; la realizzazione di piani di emergenza per ripartire tra i Paesi membri il petrolio disponibile nel loro ambito, nel caso di blocco degli approvvigionamenti; la cooperazione tra Paesi produttori e consumatori di petrolio per creare un commercio stabile ed efficiente dell'energia.
- **IGCC** – *Integrated Gasification Combined Cycle*. Impianto integrato di gassificazione a ciclo combinato.
- **IASA** – *International Institute for Applied Systems Analysis*. Istituto di ricerca interdisciplinare non governativo in campo economico, ambientale, tecnologico e sociale nel contesto del cambiamento globale.
- **IMD** – International Institute for Management Development.
- **IMF** – *International Monetary Fund*. Fondo Monetario Internazionale (anche FMI).

- **IMO** – *International Maritime Organization*. Agenzia specializzata delle Nazioni Unite per lo sviluppo di misure internazionalmente accettate per migliorare la sicurezza in mare, la prevenzione dell'inquinamento marino da parte delle petroliere, il miglioramento del traffico marittimo.
- **IPA** – Idrocarburi Policiclici Aromatici. Idrocarburi aromatici con più anelli benzenici, alcuni dei quali classificati cancerogeni per l'uomo.
- **IPCC** – *Intergovernmental Panel on Climate Change*. Comitato scientifico intergovernativo sui cambiamenti climatici istituito nel 1988 da WMO e UNEP.
- **IPI** – Istituto per la Promozione Industriale. Agenzia Governativa specializzata nel facilitare la crescita e la competitività dei sistemi produttivi.
- **IPPC** – *Integrated Prevention Pollution Control*. Direttiva del Consiglio europeo (24 ottobre 1996) sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento.
- **ISO** – *International Standard Organisation*. Organizzazione internazionale per la normazione tecnica.
- **ISO 14001** – Requisiti e guida dell'ISO per l'implementazione dei sistemi di gestione ambientale.
- **ISS** – Istituto Superiore di Sanità.
- **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.
- **MAP** – Ministero delle Attività Produttive.
- **MARKAL** – MARKet ALlocation. Generatore di modelli tecnologici *bottom up* di sistemi energetici. Sviluppato dal progetto ETSAP (vedi) dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA-OCSE).
- **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.
- **MERCATO SPOT** – Mercato fisico di contratti a breve termine, caratterizzato da pagamenti e consegna a pronti, o comunque ritardati al massimo di qualche settimana.
- **MICA** – Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, ora Ministero delle Attività Produttive.
- **MiPAF** – Ministero delle Politiche Agricole e Forestali.
- **MISURA** – Indica le tipologie di azioni ammissibili nei Piani Operativi Nazionali(PON) e Regionali (POR).
- **MIUR** – Ministero dell'Istruzione, Università e Ricerca.
- **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).
- **NASDAQ** – *National Association of Security Dealers Automated Quotation*. Primo mercato al mondo completamente elettronico in cui sono quotate aziende ad elevato tasso di crescita, ma senza alcuni requisiti per essere quotate sui mercati tradizionali.
- **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.
- **NSF** – *National Science Foundation*. Ente governativo statunitense che ha il compito di promuovere il progresso della scienza.
- **OBIETTIVO 1** – L'obiettivo 1 dei Fondi strutturali è la priorità principale della politica di coesione dell'Unione Europea per le regioni in ritardo di sviluppo, il cui PIL è inferiore o uguale al 75% della media dell'Unione Europea.
- **OCSE** – Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (anche OECD).
- **OFF-SHORE** – Il termine indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono.
- **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*.
- **PAL** – Programma di Azione Locale. Rappresenta lo strumento operativo per realizzare le azioni di sviluppo locale del programma Leader II ed è articolato in misure, sottomisure, azioni e interventi.
- **PEN** – Piano Energetico Nazionale
- **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) regionale, definendo linee di indirizzo e coordinamento, criteri, parametri, limiti, e interventi oggetto di possibili incentivazioni regionali. Il Piano è composto da un elaborato principale, a contenuto programmatico, e di un elaborato a contenuto analitico, riguardante l'evoluzione del sistema energetico (ambientale) regionale e i bilanci energetici.
- **PEC** – Piano Energetico Comunale. La Legge n. 10 del 1991 prevede l'obbligo per i Comuni con popolazione superiore ai 50.000 abitanti di predisporre un Piano diretto ad individuare linee di indirizzo strategico nel campo dell'energia e a monitorarne l'attuazione.
- **PEP** – Piano Energetico Provinciale
- **PFBC** – *Pressurized Fluid Bed Combustion*. Impianto a letto fluido pressurizzato.
- **PGT** – Piano Generale dei Trasporti.
- **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.
- **PIP** – Piano per gli Insediamenti Produttivi. È un piano attuativo del Piano Regolatore. Regola l'ubicazione degli impianti industriali, artigianali, commerciali, turistici, e delle opere di urbanizzazione connesse.
- **PIT** – Piano di Indirizzo Territoriale. L'atto di programmazione con il quale la Regione stabilisce gli orientamenti per la identificazione dei sistemi territoriali.
- **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. 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 delle 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).
- **PON** – Programma Operativo Nazionale. Programma per le Regioni dell'Obiettivo 1 con proposte di intervento e modalità di attuazione indicate nel QCS (vedi).
- **PON ATAS** – Programma Operativo Nazionale Assistenza Tecnica e Azioni di Sistema, che ha l'obiettivo di migliorare la qualità e assicurare la coerenza dei programmi e degli interventi cofinanziati dai fondi strutturali.
- **POP** – Programmi Operativi Plurifondo. Principale strumento di attuazione dei Fondi strutturali comunitari nelle Regioni dell'Obiettivo 1, mediante il ricorso ad uno o più fondi (FESR, FEOAG, FSE e SFOP).
- **POR** – Programmi Operativi Regionali. Sono sette, uno per ciascuna delle sei Regioni dell'Obiettivo 1 (Basilicata, Calabria, Campania, Puglia, Sardegna e Sicilia) più il Molise, l'unica Regione italiana in sostegno transitorio.
- **PPP** – *Purchasing power parities*. Parità di potere d'acquisto.
- **PQ** – Programma Quadro. Lo strumento principale della politica comunitaria nel settore della ricerca. Definisce per un quinquennio gli obiettivi, le priorità e le condizioni dell'intervento finanziario della Commissione europea.
- **PRG** – Piano Regolatore Generale. È lo strumento principale di pianificazione urbanistica.
- **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.
- **PROBIO** – Programma Nazionale Biocombustibili predisposto dal Ministero delle Politiche Agricole e Forestali (MiPAF) per avviare le azioni nazionali derivanti dall'applicazione delle determinazioni adottate dalla conferenza di Kyoto per la riduzione delle emissioni gassose.
- **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.
- **PSA** – *Pressure Swing Adsorption*. Tecnologia di separazione della CO₂ dal gas naturale mediante sorbenti liquidi.
- **PTCP** – Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale. È lo strumento di pianificazione provinciale cui la Provincia si riferisce nel rilascio del parere di compatibilità ai Piani regolatori comunali.
- **PTS** – Polveri Totali Sospese. Con tale termine si definisce una miscela di particelle solide e liquide, sospese in aria, che varia per caratteristiche dimensionali, composizione e provenienza. Le polveri PM₁₀ e PM_{2,5} presentano un interesse sanitario rispetto alle altre

polveri. Le prime sono inalabili sino alla laringe, mentre le PM_{2,5} sono in grado di penetrare nel tratto inferiore dell'apparato respiratorio.

- **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.
- **PZA** – Piano di Zonizzazione Acustica. È la suddivisione del territorio in aree omogenee dal punto di vista della classe acustica.
- **QCS** – Quadro Comunitario di Sostegno. È il documento di programmazione delle risorse destinate alle Regioni italiane in ritardo di sviluppo, mediante il concorso dei quattro Fondi Strutturali: Fondo Europeo Sviluppo Regionale (FESR), Fondo Sociale Europeo (FSE) Fondo per le Azioni Strutturali nel Settore della Pesca (SFOP) e Fondo Europeo Agricolo di Orientamento e di Garanzia (FEOGA).
- **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.
- **SIA** – Studio di Impatto Ambientale.
- **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.
- **SMC** – Standard metro cubo. Quantità di gas naturale che, alla temperatura di 15 °C, alla pressione assoluta di 1,01325 x 100000 Pa e privo di vapore d'acqua, occupa un volume pari ad un metro³.
- **SNAP** – *Selected Nomenclature for Air Pollution*. Classificazione delle attività che producono emissioni.
- **SPOT MARKET** – Mercato di contratti a breve termine, caratterizzati da pagamenti e consegna a pronti o al massimo ritardati di 40/50 giorni.
- **STANDARD & POOR 500** – *Composite Index*. Indice costituito dalle 500 società a maggiore capitalizzazione di borsa USA, tra i più rappresentativi del mercato americano.
- **STAKEHOLDERS** – Tutti quei soggetti che hanno un interesse nei confronti di un'organizzazione e che con il loro comportamento possono influenzarne l'attività.
- **STEAM CRACKING** – È il processo termico fondamentale della petrolchimica che ha lo scopo di spezzare le grosse molecole di idrocarburi.
- **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** – (*Strength, 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.
- **THERMIE** – Programma europeo specifico di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione nel settore dell'energia non nucleare.
- **TNP** – Trattato di Non Proliferazione nucleare. Entrato in vigore nel 1970 si basa su tre principi: disarmo, non proliferazione e uso pacifico del nucleare.
- **TOE** – *Tons of oil equivalent* (Vedi TEP)
- **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.
- **UEM** – Unione Economica e Monetaria. Composta da 12 membri dell'Unione Europea, con l'esclusione di Gran Bretagna, Danimarca e Svezia, nonché dei nuovi Paesi membri.
- **UNAPACE** – Unione nazionale delle aziende produttrici e consumatrici di energia elettrica.
- **UNBUNDLING** – Consiste nella separazione proprietaria, ovvero contabile, delle attività di produzione, trasmissione e distribuzione.
- **UNECE** – *United Nations Economic Commission for Europe*. Commissione economica per l'Europa delle Nazioni Unite. Creata nel 1957 dal Consiglio Economico e Sociale (ECOSOC), è una delle cinque Commissioni regionali delle Nazioni Unite.
- **UNEP** – *United Nations Environment Programme*. Agenzia ONU per l'ambiente.
- **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.
- **UNIDO** – *United Nations Industrial Development Organisation*. Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale
- **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, ai fini di garantire che essi siano pienamente incluse e affrontate in modo adeguato fin dai primi stadi del processo di formulazione delle decisioni, allo stesso modo delle considerazioni economiche e sociali.
- **VIA** – Analisi e giudizio degli effetti ambientali, sociali, produttivi di una trasformazione introdotta dall'uomo. Si articola in una 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.
- **VVER** – *Vodo-Vodyanoy Energetichesky Reaktor*. Reattori nucleari di concezione russa ad acqua pressurizzata.
- **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** – Greggio americano a basso contenuto di zolfo utilizzato come greggio di riferimento nel mercato petrolifero americano.
- **WTO** – *World Trade Organization*. Organizzazione Mondiale del Commercio

APPENDICE 4
UNITÀ DI MISURA E FATTORI DI CONVERSIONE

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	
1000m3 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

Equivalenza in tep

Quantità	Prodotto	Equivalenza (tep)
1 t	Gasolio	1.08
1 t	Olio Combustibile	0.98
1 t	GPL	1.10
1 t	Benzine	1.20
1 t	Carbon fossile	0.74
1 t	Antracite	0.70
1 t	Carbone di legna	0.75
1 t	Legna da ardere	0.45
1 t	Lignite	0.25
1000 Nmc	Gas naturale	0.82
1 MWh	Energia elettrica At/ Mt	0.23
1 MWh	Energia elettrica Bt	0.25

Principali unità di misura di energia

	Abbr.	Joule (1)	Thermie (2)	British Thermal Unit (3)	Kilowattora
1 joule	J	1	$2,389 \cdot 10^{-7}$	$9,479 \cdot 10^{-4}$	$2,778 \cdot 10^{-7}$
1 thermie	th	$4,186 \cdot 10^6$	1	$3,968 \cdot 10^{+3}$	1.163
1 British Thermal Unit	Btu	$1,055 \cdot 10^3$	$2,520 \cdot 10^{-4}$	1	$2,930 \cdot 10^{-4}$
1 kilowattora	kWh	$3,600 \cdot 10^6$	$8,600 \cdot 10^{-1}$	$3,413 \cdot 10^3$	1

(1) 1 esajoule (EJ) = 10^{18} J

(2) 1 caloria (Cal) = 10^{-6} th

(3) 1 quad = 10^{15} Btu

Fattori di conversione di energia

	tce	tpe	bpe	b/gpe	Nm ³ NG
1 t di carbone equivalente (tce)	1	0,646	4,79	0,01312	745
1 t di petrolio equivalente (tpe)	1,548	1	7,41	0,02031	1153
1 barile di petrolio equivalente (bpe)	0,2988	1,135	1	$2,74 \cdot 10^{-3}$	155,7
1 barile al giorno di petrolio equivalente (b/gpe)	76,2	49,230	365	1	$5,68 \cdot 10^{-4}$
1 metro cubo di gas naturale equivalente (Nm ³ NG)	$1,343 \cdot 10^{-3}$	$8,67 \cdot 10^{-4}$	$6,42 \cdot 10^{-3}$	$1,76 \cdot 10^{-5}$	1

1 British thermal unit (Btu)	= 0,252 kcal = 1,055 kJ
1 kilocaloria (kcal)	= 6,968 Btu = 4,187 kJ
1 kilojoule (kJ)	= 0,948 Btu = 0,239 kcal
1 barile di petrolio equivalente (bpe)	= $5,8 \cdot 10^6$ Btu
1 t di petrolio equivalente (tpe)	= $10 \cdot 10^6$ kcal
1 t di carbone equivalente (tce)	= $7 \cdot 10^6$ kcal
1 therm	= 100.000 Btu
1 thermie	= 1000 kcal
1 kWh	= 3600 kJ = 3412 Btu

Edito dall' **ENEA**
Funzione Centrale Relazioni Esterne
Unità Comunicazione
Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma
www.enea.it 

Copertina di Bruno Giovannetti

Stampa: Primaprint (Viterbo)
Finito di stampare nel mese di febbraio 2006