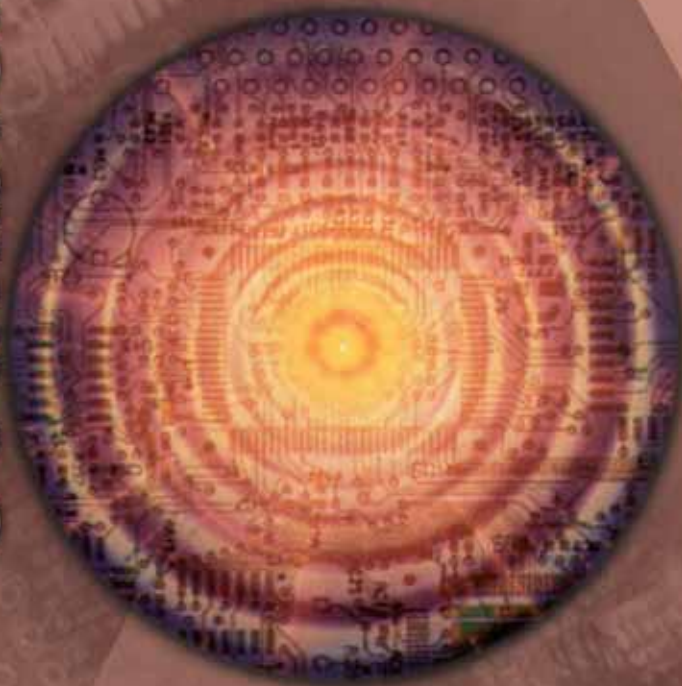


**ENEA**

# Rapporto Energia e Ambiente

■  
L'analisi  
2007-2008



RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2007-2008

**L'Analisi**

2009 ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

Lungotevere Thaon di Revel, 76 00196 Roma

ISBN



**RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2007-2008**

**L'Analisi**

Il Rapporto è stato curato dall'Ufficio Studi dell'ENEA

Responsabile del coordinamento scientifico Carlo Manna

Coordinamento editoriale di Andrea Fidanza e Paola Molinas

**Dati aggiornati al 31 ottobre 2009**

## **RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2007-2008**

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

#### **Capitolo 1 – CRISI ECONOMICA E SISTEMA ENERGETICO: LA SITUAZIONE INTERNAZIONALE**

U. Ciorba, F. Gracceva, C. Manna, R. Virdis

#### **Capitolo 2 – CAMBIAMENTO CLIMATICO E POLITICHE DI INTERVENTO**

A. Colosimo, R. Virdis

#### **Capitolo 3 – L'ITALIA: IL QUADRO ENERGETICO-AMBIENTALE**

U. Ciorba, M. Rao

#### **Capitolo 4 – L'OFFERTA DI ENERGIA**

U. Ciorba, A. Fidanza, C. Martini, M.C. Tommasino

#### **Capitolo 5 – RICERCA, INDUSTRIA E COMPETITIVITÀ PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE**

G. Coletta, D. Palma, M.C. Tommasino

#### **Capitolo 6 – OPZIONI TECNOLOGICHE PER IL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO NEL MEDIO E NEL LUNGO PERIODO**

B. Baldissara, M. Gaeta, F. Gracceva

---

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



## Sommario

Sommario .....	5
<b>1 CRISI ECONOMICA E SISTEMA ENERGETICO: LA SITUAZIONE INTERNAZIONALE.....</b>	<b>7</b>
1.1 Introduzione .....	7
1.2 Crisi economica e domanda di energia .....	9
1.2.1 I prezzi delle fonti energetiche .....	10
1.2.2 La speculazione e il prezzo del petrolio .....	11
1.2.3 L'elasticità di prezzo della domanda di petrolio .....	11
1.3 Proiezioni energetiche e emissioni di gas serra .....	12
1.4 L'impatto della crisi economica sul sistema energetico .....	14
1.4.1 L'impatto sulla domanda.....	15
1.4.2 L'impatto sugli investimenti .....	15
1.4.3 L'impatto sulla questione ambientale e sull'accelerazione tecnologica.....	16
<b>2 CAMBIAMENTO CLIMATICO E POLITICHE DI INTERVENTO.....</b>	<b>17</b>
2.1 Evoluzione delle emissioni di gas serra a livello globale .....	17
2.2 Lo scenario climatico globale.....	21
2.3 L'evoluzione del dibattito internazionale .....	25
2.3.1 La nuova politica climatica ed energetica americana.....	26
2.4 Europa e obiettivi di Kyoto.....	27
2.4.1 I negoziati post-Kyoto: la posizione europea in vista della Conferenza di Copenaghen .....	29
2.4.2 L'Emission Trading System .....	30
2.4.3 Le misure del Pacchetto energia e clima .....	31
2.5 La situazione italiana: problemi e prospettive.....	33
<b>3 L'ITALIA: IL QUADRO ENERGETICO-AMBIENTALE.....</b>	<b>36</b>
3.1 La produzione e gli usi finali dell'energia nel 2008 .....	36
3.2 L'intensità energetica .....	38
3.3 L'Italia e gli impegni di Kyoto.....	40
<b>4 L'OFFERTA DI ENERGIA .....</b>	<b>42</b>
4.1 Le fonti energetiche rinnovabili .....	42
4.1.1 Certificati Verdi.....	47
4.2 Il settore elettrico .....	51
4.3 Le fonti fossili .....	57
4.3.1 Petrolio .....	57
4.3.2 Gas naturale .....	63
4.3.3 Carbone .....	66

## **5 RICERCA, INDUSTRIA E COMPETITIVITÀ PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE 69**

<b>5.1 Sostenibilità dello sviluppo e vantaggio competitivo .....</b>	<b>69</b>
<b>5.2 Lo sviluppo sostenibile: i nuovi termini del dibattito e il ruolo del cambiamento tecnologico..</b>	<b>70</b>
<b>5.3 L'Europa e le opzioni tecnologiche per la sostenibilità .....</b>	<b>73</b>
<b>5.4 Le fonti rinnovabili per lo sviluppo sostenibile.....</b>	<b>77</b>
5.4.1 Il ruolo della spesa pubblica in Ricerca e Sviluppo .....	80
5.4.2 Nodi strutturali e potenzialità di sviluppo competitivo .....	87

## **6 OPZIONI TECNOLOGICHE PER IL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO NEL MEDIO E NEL LUNGO PERIODO..... 98**

<b>6.1 Obiettivi della politica energetica e ambientale europea .....</b>	<b>100</b>
6.1.1 L'orizzonte di medio periodo .....	100
6.1.2 L'orizzonte di lungo periodo .....	100
<b>6.2 Scenari energetici italiani di accelerazione tecnologica .....</b>	<b>104</b>
6.2.1 Lo scenario di riferimento .....	105
6.2.2 Il sistema energetico italiano dopo la crisi. Una prima valutazione .....	106
6.2.3 Gli scenari di accelerazione tecnologica .....	110
6.2.4 Il confronto con gli obiettivi di medio periodo .....	114
6.2.5 Il confronto con gli obiettivi di lungo periodo .....	115
<b>6.3 Opzioni tecnologiche e riduzione delle emissioni: potenziali e costi .....</b>	<b>116</b>
6.3.1 Potenziale economico di mitigazione per tecnologia .....	117
6.3.2 Opzioni tecnologiche per l'Italia: le tecnologie chiave .....	121
6.3.3 L'efficienza energetica principale opzione per il medio periodo.....	125
<b>6.4 Consumi di energia negli scenari di accelerazione tecnologica .....</b>	<b>126</b>
6.4.1 Le opzioni di efficienza energetica negli scenari di accelerazione tecnologica.....	127
6.4.2 Intensità energetica ed efficienza del sistema energetico italiano .....	131
<b>6.5 Il ruolo delle fonti rinnovabili nel medio e nel lungo periodo.....</b>	<b>135</b>
6.5.1 Potenziale accessibile e sviluppo delle fonti rinnovabili nel medio periodo.....	135
6.5.2 Sviluppo delle fonti rinnovabili e obiettivi europei al 2020.....	137
6.5.3 La fonte solare principale opzione di lungo periodo .....	139
<b>6.6 Le opzioni di generazione elettrica centralizzata <i>carbon free</i> per il medio-lungo periodo .....</b>	<b>141</b>
<b>6.7 Possibile impatto della crisi sulle opzioni di accelerazione tecnologica .....</b>	<b>145</b>
<b>6.8 Effetti economici degli scenari di accelerazione tecnologica .....</b>	<b>146</b>
6.8.1 Impatto dell'accelerazione tecnologica sui costi del sistema energetico .....	147
6.8.2 Impatto sull'intero sistema economico.....	150
6.8.3 La proposta ENEA per un piano nazionale di intervento per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio pubblico .....	153

# 1 CRISI ECONOMICA E SISTEMA ENERGETICO: LA SITUAZIONE INTERNAZIONALE

## 1.1 Introduzione

Tra le grandi sfide che si presentano negli scenari globali, hanno assunto negli ultimi anni sempre maggiore rilievo quelle che riguardano l'energia e l'ambiente e che richiedono, anche per il nostro Paese, azioni sempre più urgenti motivate dalla necessità di garantire l'accesso alle fonti di energia contenendone, nel contempo, gli impatti sul sistema ambientale.

L'evoluzione dei prezzi delle risorse energetiche, in particolare petrolio e gas, fino all'estate 2008 ha segnalato l'esistenza di un problema di scarsità di risorse rispetto al livello della domanda, rispetto al quale è necessario fare i conti. Nonostante la crisi economica mondiale iniziata nell'autunno 2008, la domanda di energia nel lungo periodo è infatti destinata a riprendere la sua crescita per effetto dell'aumento della popolazione e del rapido sviluppo economico di aree del mondo prima assai povere.

Nel seguito di questo rapporto si entra nel merito di alcuni aspetti critici della questione energetica, ma esistono fondate preoccupazioni che il problema della scarsità delle risorse non sia passeggero, soprattutto perché la base energetica su cui si fondano al momento le nostre società industriali è costituita da risorse di natura fossile, soggette col tempo ad esaurimento. In una prospettiva di medio-lungo periodo, dunque, si rende ineludibile l'esigenza di effettuare una transizione verso una base energetica sottoposta a minori vincoli di disponibilità e, nel contempo, ambientalmente sostenibile.

La problematica ambientale appare infatti sempre più correlata a quella energetica. Le risorse che utilizziamo da poche centinaia di anni sono risorse fossili di natura organica e biologica, composte da varie combinazioni di atomi di carbonio, e la loro combustione determina emissioni di gas - prevalentemente anidride carbonica, ma anche monossido di carbonio ed altro - che vengono immessi su scala massiccia nell'atmosfera. Poiché la biosfera e gli oceani non riescono ad assorbire tutta questa massa di gas e di carbonio allo stesso ritmo con cui essi vengono liberati, questi si accumulano nell'atmosfera provocando il cosiddetto effetto serra. Per il futuro, a meno di mutamenti radicali di direzione dettati dall'agenda politica, le proiezioni inerziali sul livello delle emissioni di provenienza energetica indicano una crescita globale ben oltre il 60% entro il 2050, soprattutto in ragione del contributo delle nuove economie emergenti.

Da anni ormai gli scienziati continuano a suonare il campanello d'allarme sui rischi che questo accumulo comporta in termini di cambiamenti climatici, aumento delle temperature medie globali ecc. Al progredire di questo accumulo, gli effetti allarmanti si fanno sentire via via più chiaramente e sembrano addirittura accelerare. Il Quarto Rapporto dell'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC 4AR), e la sua sintesi approvata nel novembre 2007 a Valencia, è molto chiaro su questo punto: il riscaldamento del sistema climatico è inequivocabile e le prove empiriche mostrano che molti sistemi naturali sono toccati da questo innalzamento delle temperature. Inoltre, l'origine di questi mutamenti è sempre più verosimilmente attribuibile all'azione umana ed in particolare all'uso di combustibili fossili a partire dalla metà del XVIII secolo.

Occorre dunque agire rapidamente per porre un freno alle emissioni di questi gas, riconducendole a livelli che i processi naturali possano gestire, e stabilizzando le concentrazioni in atmosfera ad un livello che permetta di evitare cambiamenti climatici troppo importanti e troppo bruschi. Su questa tematica si svolgerà a Copenaghen nel dicembre 2009, nell'ambito della Convenzione delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC), la 15ª Conferenza delle Parti (COP-15) le cui conclusioni potrebbero segnare un passo importante nella lotta ai cambiamenti climatici.

Il "livello critico" cui fanno riferimento i documenti dell'IPCC e dell'UNFCCC è dato dalla sensibilità (in termini di aumento medio delle temperature alla superficie del pianeta) del sistema climatico a un raddoppio delle concentrazioni rispetto ai livelli preindustriali (pari per la

CO<sub>2</sub> a 280 ppm). La sensibilità del clima è un parametro stimato e secondo i climatologi ha un valore verosimilmente compreso fra i 2 °C e i 4,5 °C. Posto che ci troviamo già attualmente a livelli di concentrazione intorno ai 380 ppm per la sola CO<sub>2</sub> (430 ppm CO<sub>2</sub> equivalente se si includono anche gli altri gas serra) e che il processo di accumulazione dei gas procede ad un ritmo infinitamente più rapido che agli inizi della rivoluzione industriale, la necessità di agire in fretta è evidente. Gli scienziati indicano in livelli di concentrazione di equilibrio non superiori alle 450 ppm CO<sub>2</sub> equivalente i limiti da non superare nel corso del secolo attuale per avere buone probabilità di limitare l'incremento di temperatura entro questo secolo sotto i 2 °C. A sua volta, il limite di 2 °C di aumento in un secolo è una indicazione empirica suggerita dalle capacità di adattamento degli ecosistemi.

Il parametro della sensibilità del clima, dunque, per quanto soggetto a grosse incertezze, fornisce già un indicatore utile (il limite delle concentrazioni) per l'azione, poiché il "profilo delle emissioni", che risulta compatibile con un limite a 450 ppm, non presenta un grande campo di variazioni. In particolare, per assicurare tale risultato, le emissioni globali dovranno cominciare a declinare non più tardi del 2020, nel 2030 essere già del 10% inferiori ai livelli del 1990, per continuare a declinare per la fine del secolo fino a circa 1/3 dei livelli del 1990.

Quanto alla sfida energetica, posta nei termini sopra enunciati, essa resta sufficientemente vaga: concetti di "disponibilità sufficiente a costi ragionevoli" restano determinati o determinabili in un momento storico ed in una posizione geografica dati, ma si rivelano assai più flessibili all'ampliarsi dell'orizzonte temporale considerato.

Ovviamente questa sfida si declina anche sulla scala nazionale, e in tal caso i vincoli spaziotemporali possono essere più stringenti, ma sul lungo periodo i sentieri possibili di evoluzione sono molto più vari.

Nell'anno 2005 le società industriali presentavano consumi energetici medi, pro capite, compresi fra le 3,69 tonnellate di petrolio equivalente (tep) dell'Europa-27 e le 6,42 tep del Nord America<sup>2</sup>, con una variazione quasi di un fattore 2, ma restando su livelli di benessere abbastanza comparabili. Indubbiamente, un europeo medio di oggi che di colpo si trovasse a consumare come un abitante medio dell'Africa (0,68 tep) si sentirebbe (e, a tecnologia immutata, lo sarebbe effettivamente) molto più povero a livello di disponibilità materiale. Ma se dovesse dimezzare i propri consumi e scendere a un livello pari a quello medio mondiale (1,78 tep) nell'arco di 30-40 anni, il suo livello di benessere materiale non sarebbe necessariamente dimezzato. Per quella data lo sviluppo delle conoscenze e della tecnologia potrebbe permetterci di soddisfare le nostre principali esigenze con quel budget energetico. Ma soprattutto il ventaglio delle opzioni energetiche potrebbe ampliarsi significativamente in un arco di tempo così lungo e orientarsi verso fonti sottoposte a vincoli di disponibilità meno stringenti rispetto a quelli dei combustibili fossili.

Il problema in questa particolare congiuntura temporale è che se i modi possibili di produrre energia sono vari, i modi per farlo senza emettere gas climalteranti sono molti di meno. E qui sta la vera sfida, il vero vincolo che ci si trova di fronte.

La tecnologia, giustamente indirizzata, può avere una parte imprescindibile nella soluzione. E la sfida potrà dunque essere vinta soltanto con un impegno importante nelle attività di ricerca nel campo delle nuove tecnologie, con la definizione e la messa in opera di politiche di incentivazione adeguate, con l'adozione di nuovi standard di vita e di un nuovo rapporto con il pianeta.

Se la scala della sfida è planetaria, ciò non significa che non ci sia spazio per l'azione a livello nazionale e regionale. Nella fattispecie italiana, il nostro Paese fa parte di un'unione di 27 paesi che stanno assumendo un ruolo di guida anche politica sulle strategie per combattere il cambiamento climatico, coordinando i loro sforzi in questo senso. Insieme essi rappresentano, oltre che un grosso bacino di conoscenze scientifiche, anche un grosso mercato su cui sperimentare nuove tecnologie e nuovi modi di produrre e consumare. Le opportunità per riprendere una leadership anche in ambito tecnologico andrebbero colte rapidamente. E in questo sforzo c'è posto per tutti, Italia compresa.

---

<sup>2</sup> IEA Energy Statistics: Selected Indicators. Dati disponibili online.

## 1.2 Crisi economica e domanda di energia

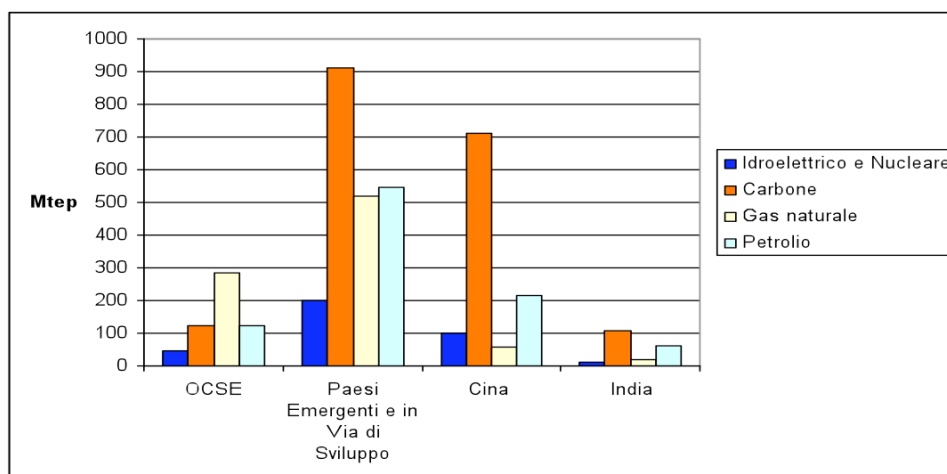
La crisi economica, iniziata nella seconda metà del 2008, sta determinando un forte rallentamento dell'economia mondiale e una fase recessiva delle economie occidentali (la peggiore dal 1929), destinati a continuare per tutto il 2009 e per parte del 2010, i cui esiti finali sono tuttora molto incerti. Ciò è avvenuto nonostante gli interventi volti a sostenere la domanda e la stabilità finanziaria.

I dati e le previsioni del Fondo Monetario Internazionale per il periodo 2008-2009 evidenziano tuttavia la diversa dinamica che potrebbe interessare le principali aree geopolitiche. Pur nella crisi, i paesi emergenti e quelli in via di sviluppo mostrano tassi di crescita ancora sostenuti rispetto alla diffusa recessione dei paesi più avanzati.

Anche l'andamento della domanda di energia, la cui correlazione con la crescita economica dipende, come è noto, dalla fase di maturità economica di un paese, mostra sensibili differenze tra le aree geopolitiche. I paesi emergenti e quelli in via di sviluppo potrebbero vedere, pur nel rallentamento economico, una continuazione della crescita della domanda di energia in atto da anni (+3,7% all'anno nel periodo 1995-2008), trascinata in modo particolare dalla domanda di energia in India e in Cina (circa 5% e 6,5% all'anno nel periodo 1995-2008). Per i paesi OCSE, economicamente più maturi e con una crescita della domanda di energia storicamente più contenuta (1% in media annua tra il 1995 e il 2008), la crisi prefigura invece una flessione netta della domanda.

Nonostante la fase di forte rallentamento generale, tra le fonti energetiche tradizionali il carbone si conferma come la risorsa prevalente e in maggiore crescita (figura 1.1), in particolare in Asia (Cina e India) dove viene largamente impiegato tra l'altro nella generazione elettrica. L'incremento della domanda di carbone in Cina rappresenta circa l'80% della crescita nel periodo 1995-2008 e quasi il 40% dell'incremento della domanda mondiale di energia nello stesso periodo. Nei paesi OCSE si registra invece un ruolo ancora prevalente del petrolio, ormai destinato per la quasi totalità ai trasporti, mentre la fonte in maggior crescita nel periodo 1995-2008 risulta essere il gas naturale sempre più utilizzato anch'esso in elettrogenazione. Naturalmente, il tasso di crescita delle fonti energetiche tradizionali, che soddisfano ancora la quasi totalità della domanda di energia, appare comunque modesto se confrontato con i tassi di crescita a due cifre registrati nel decennio in corso in molti paesi OCSE per alcune fonti rinnovabili, quali l'energia eolica e l'energia solare fotovoltaica. Tuttavia queste fonti soddisfano una parte ancora molto ridotta del fabbisogno.

Figura 1.1 - Incremento della domanda di energia primaria per fonte. Anni 1995-2008 (Mtep)

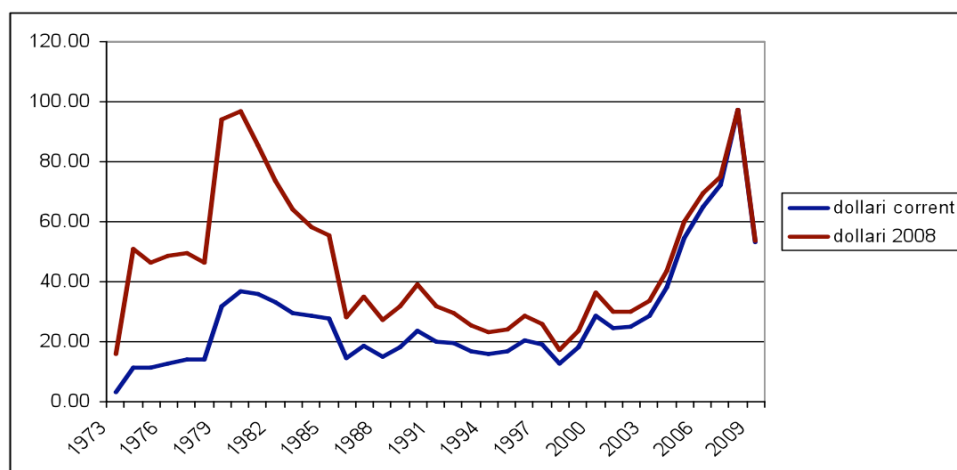


Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

### 1.2.1 I prezzi delle fonti energetiche

Il prezzo del petrolio nel luglio 2008 ha raggiunto il valore di 147 dollari per barile (figura 1.2), superando il picco raggiunto nell'aprile 1980 (pari a circa 102 dollari per barile in valuta attuale). Il prezzo è successivamente calato sotto i 40 \$/barile nel dicembre 2008, con l'acuirsi della crisi finanziaria, per poi attestarsi su livelli compresi tra 60 e 70 \$/barile nei mesi di maggio e giugno 2009.

Figura 1.2 - Prezzi del petrolio. Anni 1970-2009 (US\$/barile)



Fonte: elaborazione ENEA su dati DOE e BP Statistical Review of World Energy - June 2008 (database)

Le cause principali del rialzo dei prezzi petroliferi sono identificate nei seguenti fattori:

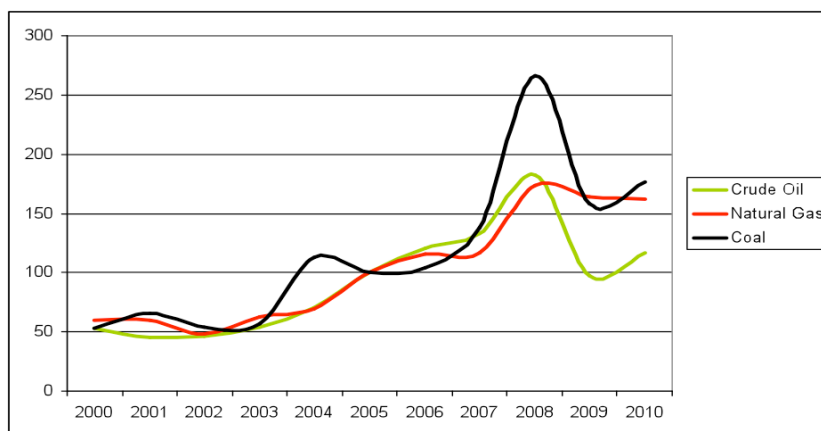
- forte crescita della domanda (e aspettative di ulteriore crescita) di beni di consumo quali automobili, mezzi di trasporto privati, elettrodomestici, e di servizi energetici quali trasporto, turismo, riscaldamento, climatizzazione nelle economie emergenti dell'Asia e negli stessi paesi produttori di petrolio;
- esigui margini di capacità produttiva nei paesi OPEC;
- crescente potere di mercato dei paesi OPEC presso cui si concentra l'offerta;
- mancato adeguamento della capacità di raffinazione nei paesi OCSE e in Asia;
- effetti speculativi dovuti alla progressiva finanziarizzazione dei mercati energetici.

La forte domanda appare tuttavia il fattore più influente, come evidenziato dal brusco ripiegio dei prezzi in corrispondenza delle aspettative di recessione legate alla crisi economica in atto. Per quanto riguarda l'evoluzione nel lungo periodo, a fronte della parziale attenuazione delle tensioni lato domanda indotta dalla crisi, rimangono fattori di tensione lato offerta. Uno dei problemi principali è l'accessibilità alle riserve a basso costo di estrazione, ormai in larga parte nazionalizzate e concentrate nei paesi OPEC. La disponibilità ad effettuare investimenti con tempi di ritorno medio-lunghi è un ulteriore elemento di incertezza. Il basso corso dei prezzi potrebbe indurre strategie di attesa nell'adeguamento della capacità produttiva sia da parte degli operatori occidentali che di quelli dei paesi OPEC.

Seguendo il corso dei prezzi petroliferi, i prezzi delle altre fonti fossili sono cresciuti in maniera continua dal 2002 facendo registrare un picco di crescita nella prima metà del 2008, seguito da una rapida caduta con l'avvento della crisi e da una risalita nel corso del 2009 sui livelli pur elevati del 2006 (figura 1.3). Come noto il prezzo del gas naturale è indicizzato a quello del petrolio in molti contratti. Tuttavia le forniture di lungo periodo via gasdotto hanno risentito in misura più contenuta dei rialzi rispetto ai prezzi spot del mercato del gas naturale liquefatto (GNL), il cui prezzo resta mediamente superiore a quello del gas trasportato via gasdotto. Anche il prezzo del carbone ha seguito in generale quello del petrolio, con rialzi in termini

relativi anche più pronunciati, pur partendo da valori assoluti inferiori, e con un certo ritardo nella fase di discesa. Nell'Unione Europea, i prezzi del carbone risentono anche in qualche misura delle vicende del mercato delle emissioni (*European Emission Trading System*).

Figura 1.3 - Indici di prezzo delle principali fonti energetiche fossili (2005=100)



Fonte: IMF - World Economic Outlook 2009 database

### 1.2.2 La speculazione e il prezzo del petrolio

Nella prima metà del 2008 molti analisti sostenevano che gran parte dell'ascesa dei prezzi del petrolio fino al luglio dello stesso anno fosse determinata dalle disponibilità di liquidità di investitori - come i vari Fondi Pensione - che speculavano sui *Commodity Index Futures* (e in particolare su quelli energetici come il NYMEX WTI) semplicemente per proteggersi contro l'inflazione e contro la debolezza del dollaro. Sarebbe stata questa concentrazione di liquidità (ed è vero che il numero di transazioni riguardanti i *futures* del petrolio era triplicata dal 2004) a spingere in alto i prezzi del petrolio (che peraltro in termini nominali sono anch'essi quasi triplicati nello stesso periodo). La crisi finanziaria indotta da un repentino rientro di questa bolla speculativa avrebbe potuto danneggiare l'economia mondiale. Questo argomento è spesso stato avanzato dai paesi OPEC, che considerano l'elevata finanziarizzazione del mercato petrolifero come il principale problema da affrontare e risolvere. Nell'affermare questa tesi - sostenevano altri analisti e studi - l'OPEC non assumeva alcuna responsabilità rispetto alla situazione del mercato ed in particolare sull'accusa di non aver generato un sufficiente livello di investimenti.

D'altro canto, gli economisti di un'istituzione come la Commissione statunitense sugli scambi di merci *Futures* (US CFTC), pur tentando di imporre regole di maggiore trasparenza a questo mercato, non parevano affatto convinti che la crescita della speculazione sul petrolio fosse la causa dei livelli attuali del suo prezzo. Semplicemente, dalle informazioni disponibili era impossibile provare un tale legame di causalità nei mercati delle merci in generale, e semmai si riteneva che fosse l'aumento dei prezzi del petrolio ad attirare gli investimenti. In ogni caso, gli "speculatori" normalmente non sono interessati ad acquistare quantità fisiche di petrolio, né ci sono prove che essi accumulino degli stock per rivenderli più tardi. Alla maturazione, invece, ogni contratto viene "chiuso" con una parte che riceve una fornitura fisica di petrolio ed un'altra che la consegna. Dunque, la speculazione difficilmente può portare ad uno scostamento dei prezzi del petrolio dal valore dettato dai cosiddetti "fondamentali" per un periodo prolungato. In altre parole, i prezzi del petrolio sono principalmente determinati dalle condizioni della domanda e dell'offerta presenti e dalle attese sulle condizioni future della domanda e dell'offerta, non dalla speculazione: se questa gioca effettivamente un ruolo, esso è abbastanza limitato.

### 1.2.3 L'elasticità di prezzo della domanda di petrolio

La crescita della domanda di energia, che ha riguardato l'economia globale con una particolare attenzione ai paesi in via di sviluppo, è parsa non rispondere all'aumento dei prezzi energetici. Se la domanda di petrolio ha effettivamente una bassa elasticità al prezzo, essa resta negativa.

La domanda di energia ha però un'elasticità positiva al reddito (al crescere del reddito cresce la domanda di energia). Quest'ultimo fattore per un periodo più lungo del previsto ha chiaramente più che compensato quello dell'elasticità di prezzo: il risultato è che gli aumenti del prezzo non si sono immediatamente tradotti in riduzioni di domanda. Per vedere questa reazione è stato necessario attendere gli ultimi due anni. Se nel breve periodo l'elasticità appare bassa, nel lungo periodo la situazione in generale è differente, a causa della capacità di reazione del sistema.

Nella scarsa reattività della domanda rispetto ad analoghe situazioni in passato hanno giocato anche altri elementi. Intanto, la quantità di energia necessaria a produrre un'unità di prodotto in termini monetari (intensità energetica del PIL) si è andata abbassando a livello mondiale (anche se per brevi periodi in paesi come la Cina e l'India questo non è stato tanto vero), dunque i più alti prezzi dell'energia hanno un impatto sulla produzione inferiore al passato. In secondo luogo, il prezzo del petrolio in termini reali è rimasto inferiore fino a inizio 2008 al livello raggiunto nel 1979-80, e solo nel secondo trimestre del 2008 l'ha eguagliato. Occorre aggiungere che in molte parti del mondo, e particolarmente in parecchi paesi in via di sviluppo, inclusi Cina e India, i prezzi al consumo dei prodotti petroliferi e dell'energia in genere sono sussidiati, il che impedisce una rapida reazione e un aggiustamento dei consumatori all'aumento dei prezzi internazionali dell'energia. In regioni come l'Unione Europea e l'area dell'euro, la scarsa risposta all'aumento dei prezzi è imputabile, da un lato, all'alto peso delle tasse (oltre la metà sul prezzo finale dei prodotti energetici), che rende meno percepibile lo stesso aumento del prezzo della materia prima; dall'altro, all'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro verificatosi fra il 2006 e il 2008, che ha fornito un ulteriore "cuscinetto" ai consumatori. I prezzi al consumo dei prodotti petroliferi, infatti, in quel periodo sono aumentati meno del prezzo in dollari del petrolio.

Tuttavia il persistere di un prezzo elevato ha finito per provocare l'effetto previsto da qualunque testo di economia. Negli Stati Uniti come in Europa, la caduta dei consumi di benzina è registrata dalle più recenti statistiche. Intere linee di produzione di veicoli fuoristrada sono state chiuse a Detroit per il crollo delle vendite; oltre 24 compagnie aeree sono fallite nella prima metà del 2008 e vari paesi asiatici hanno dovuto ridurre i sussidi ai carburanti.

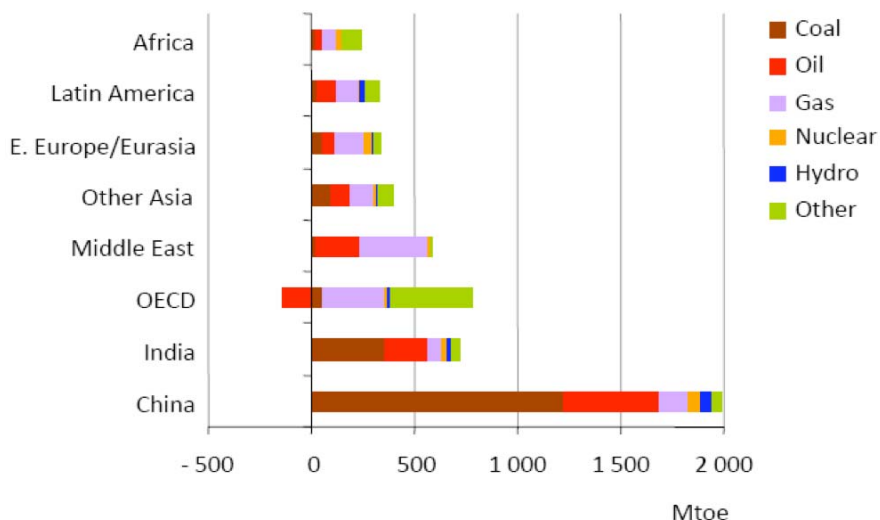
### **1.3 Proiezioni energetiche e emissioni di gas serra**

Secondo le proiezioni tendenziali dell'Agencia Internazionale dell'Energia (AIE, *World Energy Outlook 2008*, Scenario Tendenziale) formulate nella prima metà del 2008, prima che la crisi iniziasse a manifestare i suoi effetti sull'economia mondiale, in assenza di incisivi interventi di politica energetica e ambientale, la crescita della domanda di energia e di carbone che interesserà nei prossimi decenni le economie emergenti quali quelle di Cina e India (figura 1.4) sarà la principale fonte di incremento delle emissioni di gas serra (figura 1.5).

Le proiezioni dell'AIE esplorano tuttavia anche due scenari (figura 1.6) con interventi di mitigazione delle emissioni volti a contenere la concentrazione di gas serra in atmosfera rispettivamente entro 450 ppm e 550 ppm (corrispondenti, sotto ipotesi non pessimistiche, ad incrementi attesi della temperature dell'ordine di 2 e 3 °C).



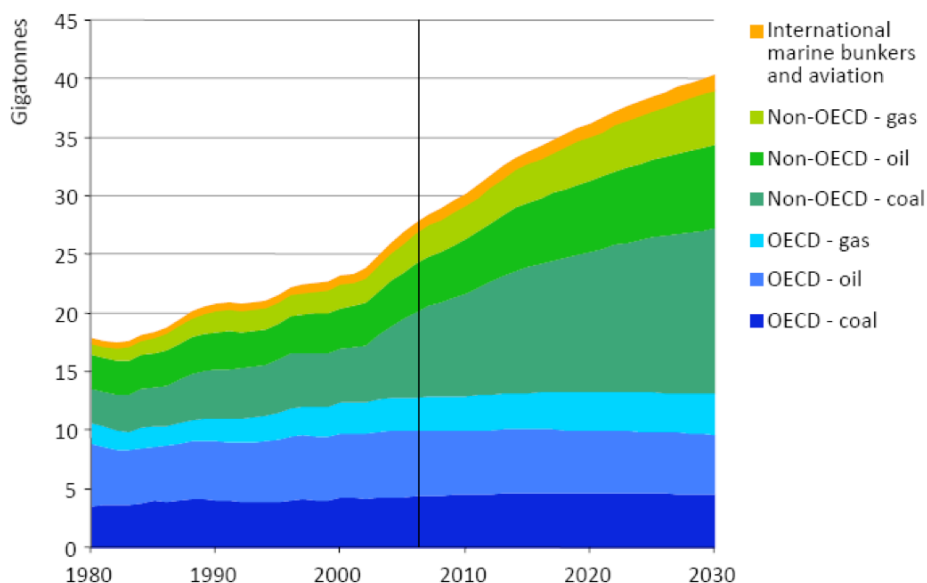
Figura 1.4 - Domanda di energia primaria al 2030 per area geografica nello scenario tendenziale AIE



Fonte: AIE - World Energy Outlook 2008

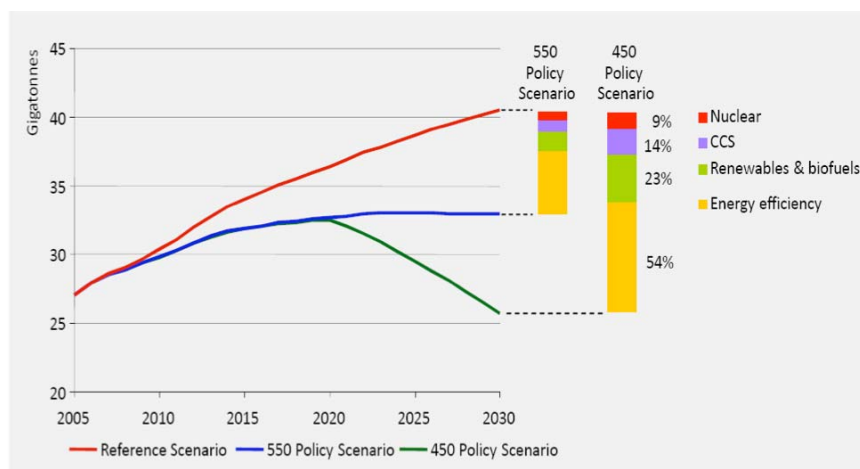
Ipotizzando forti investimenti per la diffusione di tecnologie a basso tenore di carbonio, nello scenario più favorevole (450 ppm), l'abbattimento complessivo delle emissioni al 2030 rispetto al tendenziale è conseguito per oltre il 50% attraverso l'aumento dell'efficienza energetica, per il 23% dall'uso di fonti rinnovabili, per il 14% dall'uso di tecnologie per il sequestro della CO<sub>2</sub> (CCS, *Carbon Capture and Storage*) e per il 9% dal nucleare. L'AIE sta attualmente rivedendo sia gli scenari tendenziali sia quelli di mitigazione per tener conto degli effetti della crisi che sono naturalmente materia di dibattito. Anche se tali effetti sul piano internazionale esulano dagli scopi di questa trattazione, alcuni elementi del dibattito saranno delineati nei paragrafi successivi.

Figura 1.5 - Emissioni di gas serra per area geografica nello scenario tendenziale dell'AIE



Fonte: AIE - World Energy Outlook 2008

Figura 1.6 - Scenari di mitigazione delle emissioni dell'AIE



Fonte: AIE – World Energy Outlook 2008

#### 1.4 L'impatto della crisi economica sul sistema energetico

Come accennato nel paragrafo precedente, mentre gli esiti della crisi economica non sono ancora ben delineati e le alterne vicende dei prezzi petroliferi hanno di fatto destabilizzato un mercato da anni in crescita pressoché continua, l'impatto della crisi economica sul sistema energetico e sulla questione ambientale e climatica è oggetto di un acceso dibattito. L'obiettivo è valutare se, al termine della crisi la domanda di energia, le emissioni riprenderanno a crescere secondo le proiezioni antecedenti alla crisi o se la crisi sarà in grado di cambiare le dinamiche di medio-lungo periodo.

La crisi economica produce naturalmente una riduzione della domanda di energia e una conseguente riduzione dei prezzi e degli investimenti. Ciò da un lato riduce i consumi di fonti fossili e le conseguenti emissioni, dall'altro rende le fonti fossili più concorrenziali con le tecnologie per l'efficienza energetica e con le fonti rinnovabili e il nucleare (tendenzialmente più costose), minando quindi quel processo di cambiamento del sistema energetico e di riduzione delle emissioni che era favorito dall'alto corso del prezzo dei fossili.

I sistemi economici moderni sono tuttavia caratterizzati da una progressiva riduzione dell'intensità energetica. Le analisi mostrano una stretta correlazione tra la sostituzione del bene energia con il bene capitale e il rapporto fra i loro prezzi. Le fasi di più marcata sostituzione dell'energia con il capitale (e quindi di riduzione dell'intensità energetica e di maggiore cambiamento tecnologico) sono state sempre precedute da incrementi del prezzo dell'energia, ad esempio in occasione delle crisi petrolifere. D'altra parte, il progresso tecnologico ha anche reso la produzione di energia progressivamente più economica rispetto al costo del lavoro, incoraggiando un uso sempre maggiore del fattore produttivo energia rispetto al fattore produttivo lavoro, per altri versi contribuendo anche ad accrescere la produttività del lavoro stesso. Di conseguenza, la riduzione dell'intensità energetica delle economie avanzate è andata di pari passo con un costante aumento dei consumi energetici.

Affinché la crisi in atto possa determinare effetti strutturali di cambiamento verso un sistema energetico più sostenibile, sono necessari quindi segnali di prezzo tali da indurre delle accelerazioni nella sostituzione dei fossili in primo luogo e del fattore energia in ultima istanza. Tali segnali possono soltanto in parte provenire dal mercato. Un ruolo fondamentale, a questo proposito, deve essere svolto dalle politiche energetiche e ambientali.

### **1.4.1 L'impatto sulla domanda**

È ovviamente difficile ipotizzare come possano cambiare i consumi energetici all'uscita della crisi. Gli insegnamenti del passato sono solo parzialmente utilizzabili: in alcuni casi la convinzione che la domanda e i prezzi del petrolio potessero riprendere la loro corsa alla fine della recessione si è rivelata errata, in quanto la ripresa è stata in realtà più lenta del previsto e gli investimenti basati su tali proiezioni hanno avuto esiti non soddisfacenti.

Una valutazione precisa dei consumi energetici nei mesi a cavallo fra il 2008 e il 2009 è ovviamente ancora impossibile, tuttavia sono disponibili dati parziali che possono fornire una prima idea dell'ordine di grandezza dell'impatto della crisi sul sistema energetico globale.

L'edizione di maggio 2009 dell'*Oil Market Report* dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) stima una riduzione della domanda globale di petrolio del 2,5% nell'ultimo trimestre del 2008, seguita da un'ulteriore riduzione del 3,6% nel primo trimestre del 2009. La caduta della domanda risulta particolarmente accentuata nei paesi OCSE (-5% circa nei due periodi). La domanda globale è quindi prevista diminuire del 3% circa nell'intero 2009 (-0,3% del 2008).

Secondo il *Monthly Natural Gas Survey* (sempre dell'AIE) di aprile 2009, la riduzione dei consumi di gas naturale nei paesi OCSE nei primi quattro mesi del 2009 è stata pari al 5,2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, con un picco del -8% nei paesi europei. Nel corso dell'inverno 2008-2009 la domanda è letteralmente precipitata anche in Europa: dati preliminari parlano di una caduta del 15-20% dei consumi elettrici dell'industria, con conseguente crollo parallelo della domanda di gas per la termogenerazione. Il crollo della domanda è stato particolarmente intenso dove maggiore è stata la caduta della produzione industriale: in Italia, Francia, Spagna, Regno Unito.

Il consumo di elettricità a livello globale è previsto ridursi anch'esso del 3,5% nel corso del 2009, per la prima volta dalla seconda guerra mondiale (i dati dei paesi OCSE relativi ai primi tre mesi del 2009 evidenziano una caduta della domanda elettrica su base annua del 4,9%, mentre una domanda debole è prevista anche nell'area non OCSE).

In una prospettiva di breve-medio periodo una prima ipotesi (Ciò, 2009) è che l'impatto della crisi possa risultare più forte per le due fonti primarie previste in maggior crescita assoluta, principalmente come combustibili per elettrogenazione: il gas naturale nei paesi OCSE e il carbone nei paesi non-OCSE, nei quali la domanda di elettricità è prevista aumentare a tassi annui particolarmente rilevanti. La crisi economica avrà infatti effetti significativi sugli investimenti in nuova capacità di generazione elettrica: alcune stime arrivano a ipotizzare per il 2009 riduzioni del 50% degli ordini di nuovi impianti su scala globale (AIE, 2009). Un impatto rilevante può verificarsi anche sulla competitività relativa delle diverse tecnologie. La riduzione dei prezzi dell'energia associata alla recessione favorisce, a parità di altre condizioni, le opzioni meno *capital-intensive*, cioè gas naturale e carbone, rispetto ad opzioni come il nucleare e le rinnovabili. Un fattore ulteriore potrebbe inoltre essere costituito dai tempi di costruzione degli impianti. I tempi lunghi sono favoriti dal basso costo del denaro, ma in realtà sfavoriti dalla ridotta disponibilità di credito.

Il quadro diviene inoltre più complicato se si introduce nella valutazione il ruolo delle politiche ambientali e del loro impatto sul prezzo dell'energia: l'implementazione di politiche ambiziose, finalizzate tanto a una *green recovery* quanto (nel lungo periodo) a favorire una *green economy*, con il conseguente trasferimento sui consumatori di segnali di prezzo significativi, potrebbe in effetti determinare un impatto di rilievo anche sui consumi di petrolio (dei paesi avanzati in particolare), fonte primaria pressoché insostituibile per gli usi di trasporto.

### **1.4.2 L'impatto sugli investimenti**

Un secondo impatto di rilievo della crisi riguarda gli investimenti in tecnologie energetiche (produzione, trasformazione, distribuzione). Anche in tal caso è importante l'effetto sul lungo-periodo. Gli investimenti sono influenzati dalla crisi economica per diverse ragioni:

- la minore necessità di nuova capacità produttiva causata dalla minore domanda;
- le difficoltà a ottenere credito e raccogliere capitali da parte degli operatori;
- la più bassa redditività degli investimenti causata dalla riduzione dei prezzi dell'energia.

I possibili effetti negativi sono diversi a seconda dell'orizzonte temporale. Nel breve periodo, la riduzione di investimenti in infrastrutture energetiche e nuova capacità è presumibilmente compensato dalla ridotta domanda, con un eventuale conseguente incremento di capacità produttiva di riserva. Nel medio periodo è possibile invece che la riduzione degli investimenti nel settore dell'offerta possa determinare scarsità di capacità produttiva, creando i presupposti per nuove impennate dei prezzi. Nel medio-lungo termine, una riduzione degli investimenti potrebbe risultare penalizzante per lo sviluppo delle nuove tecnologie energetiche a basso tenore di carbonio, necessario per la stabilizzazione del clima globale.

Anche gli investimenti in tecnologie energetiche lato domanda sono destinati a subire l'impatto della crisi economica e dei prezzi bassi dell'energia, che rendono economicamente meno attraenti le tecnologie per l'efficienza energetica. Si può ipotizzare che la crisi possa influire sul comportamento dei consumatori in tre modi: inducendo una riduzione della spesa in beni durevoli e dilazionando lo sviluppo di tecnologie energetiche più efficienti; riducendo sia le possibilità finanziarie che gli incentivi a investire su prodotti più efficienti; inducendo una riduzione nell'utilizzo dello stock di tecnologie esistenti.

Le prime indicazioni circa gli effetti della crisi finanziaria sugli investimenti nel settore energetico, elaborate dall'Agenzia Internazionale dell'Energia, indicano in effetti una riduzione di tutte le tipologie di investimenti energetici, ad iniziare dai progetti considerati più rischiosi per ragioni sia tecnologiche che economiche e geopolitiche. Su scala globale, i programmi di investimento per il 2009 relativi ai settori *upstream* di petrolio e gas naturale risultano già ridotti del 21% rispetto al 2008 (equivalenti a circa 100 miliardi di dollari). Anche il settore elettrico sarà fortemente influenzato dalla crisi: in particolare, un dato significativo è che le prime stime indicano che gli investimenti nel settore delle rinnovabili si stanno riducendo in misura proporzionalmente maggiore rispetto alle altre tipologie di generazione elettrica (fino al 40% in meno nel 2009 rispetto al 2008).

### **1.4.3 L'impatto sulla questione ambientale e sull'accelerazione tecnologica**

L'impatto della crisi sulle emissioni di gas-serra dipenderà fondamentalmente dagli investimenti nelle diverse tipologie di tecnologie energetiche. Nel breve termine, la più ridotta crescita economica potrà determinare una flessione delle emissioni, una riduzione in termini assoluti nei paesi avanzati e una riduzione del tasso di crescita nei paesi emergenti. Stime preliminari indicano che le emissioni di CO<sub>2</sub> dell'Unione Europea si sarebbero ridotte nel 2008 del 6% circa con una riduzione simile attesa per il 2009.

Considerata la permanenza delle emissioni di gas-serra in atmosfera, la riduzione delle emissioni nel breve-termine può avere un beneficio ambientale diretto. D'altra parte, è anche possibile che la necessità di contrastare la crisi economica riduca la probabilità che nella 15<sup>a</sup> Conferenza delle Parti di Copenaghen si raggiungano accordi ambiziosi sulla riduzione delle emissioni, che non potranno comunque produrre effetti prima del 2012.

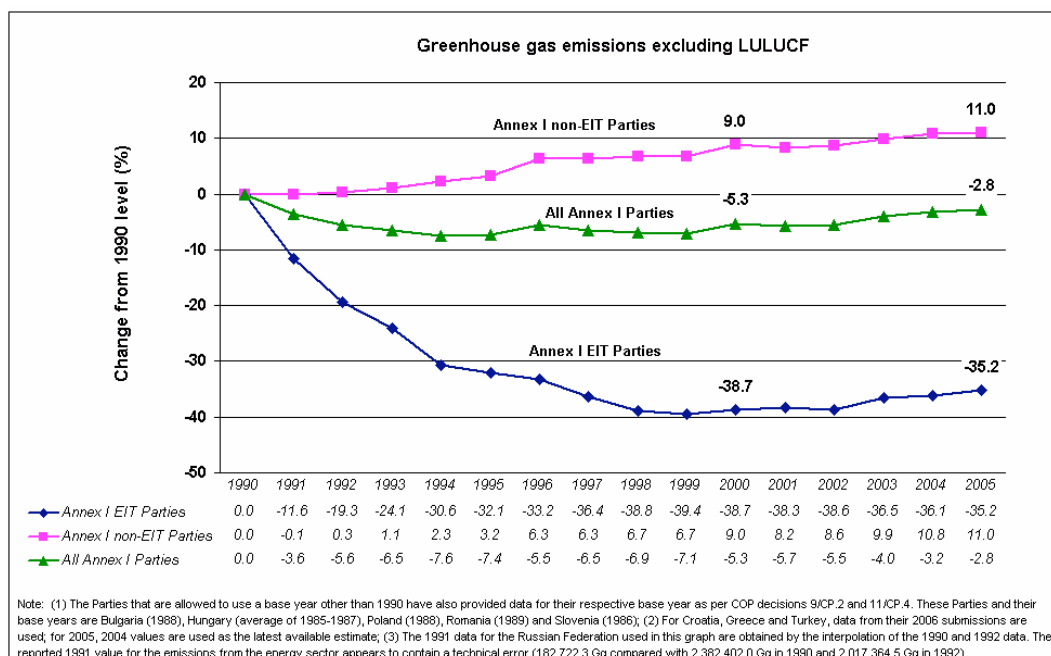
L'impatto della crisi sulla crescita delle emissioni potrebbe essere quindi positivo nel breve termine, ma negativo nel lungo termine soprattutto riducendo l'accelerazione tecnologica verso le tecnologie *low-carbon* che veniva favorita dagli altri corsi del prezzo dei fossili. La crisi potrebbe ritardare gli investimenti in tali tecnologie a causa della minore necessità di riduzione delle emissioni nel breve-medio periodo, e determinare un rischio di *lock-in* del sistema energetico su investimenti e tecnologie non compatibili con gli obiettivi di mitigazione di lungo periodo, ma economicamente più attraenti nel breve termine. Queste circostanze potrebbero in definitiva determinare nel medio-lungo termine emissioni più alte di quelle previste negli scenari pre-crisi, soprattutto se al termine della fase recessiva i consumi energetici dovessero riprendere a ritmi sostenuti, cancellando i benefici di breve termine.

## 2 CAMBIAMENTO CLIMATICO E POLITICHE DI INTERVENTO

### 2.1 Evoluzione delle emissioni di gas serra a livello globale

Secondo gli ultimi dati dell'UNFCCC, le emissioni di gas di serra<sup>3</sup> per i paesi dell'Annex I della Convenzione Quadro, escluse le quantità emesse o ritirate a causa di usi del suolo, cambiamenti di uso e foreste (attività LULUCF), sono diminuite del 2,8% (da 18,70 a 18,18 miliardi di tonnellate CO<sub>2</sub> equivalente) dal 1990 al 2005. Gli andamenti rispetto all'anno base sono illustrati dalla figura 2.1. L'andamento dell'aggregato è il risultato di una forte diminuzione, fino al 1990, delle emissioni delle Economie in Transizione (EIT), e di una loro leggera ripresa successiva, mentre le altre economie industriali (*Annex I, non-EIT Parties*) hanno complessivamente visto una continua crescita delle loro emissioni. La figura 2.2 mostra le variazioni rispetto all'anno 1990 per paese dell'Annex I.

Figura 2.1 - Emissioni di gas serra a livello globale (escluse quelle LULUCF)



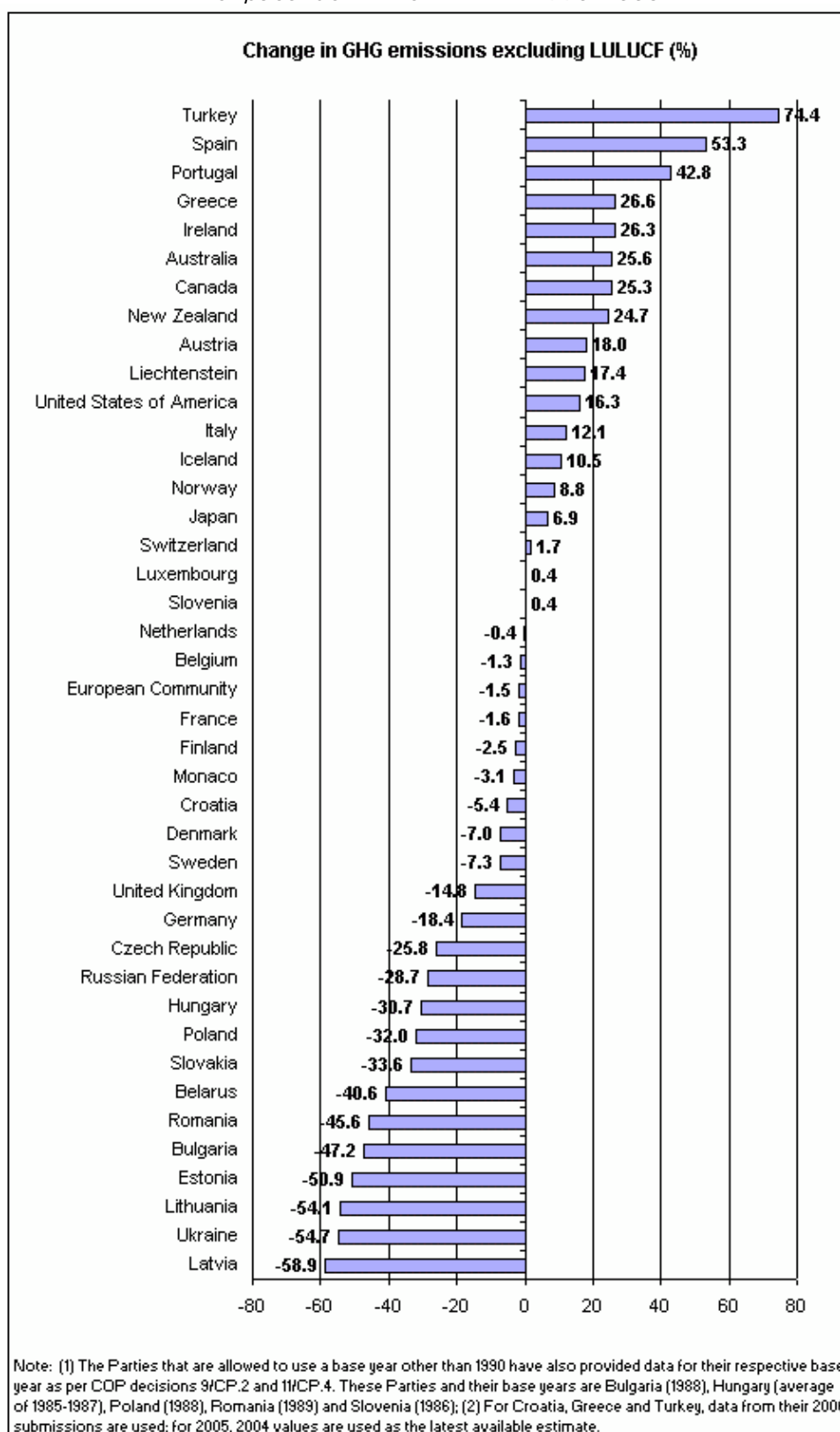
Fonte: UNFCCC [http://unfccc.int/files/inc/graphics/image/gif/graph1\\_2007\\_ori.gif](http://unfccc.int/files/inc/graphics/image/gif/graph1_2007_ori.gif)

Se si includono le emissioni e i ritiri dovuti all'uso dei suoli (e sue variazioni) o alle foreste, la riduzione netta rispetto al 1990 è del 4,6%. Dunque, nel periodo considerato, suoli e foreste hanno avuto un effetto netto di ritiro di gas serra dall'ecosistema (figura 2.3). Si ricordi che 37 fra i paesi dell'Annex I hanno ratificato il Protocollo di Kyoto impegnandosi a ridurre le emissioni di gas serra o a contenerne la crescita.

Rispetto al 2004, nel 2005 le emissioni nette dei paesi dell'Annex I (incluse quelle LULUCF) sono aumentate del 2%: un incremento simile (+2,3%) fu messo a segno nel 2004 rispetto all'anno precedente. La figura 2.4 mostra le variazioni rispetto all'anno 1990 per paese dell'Annex I.

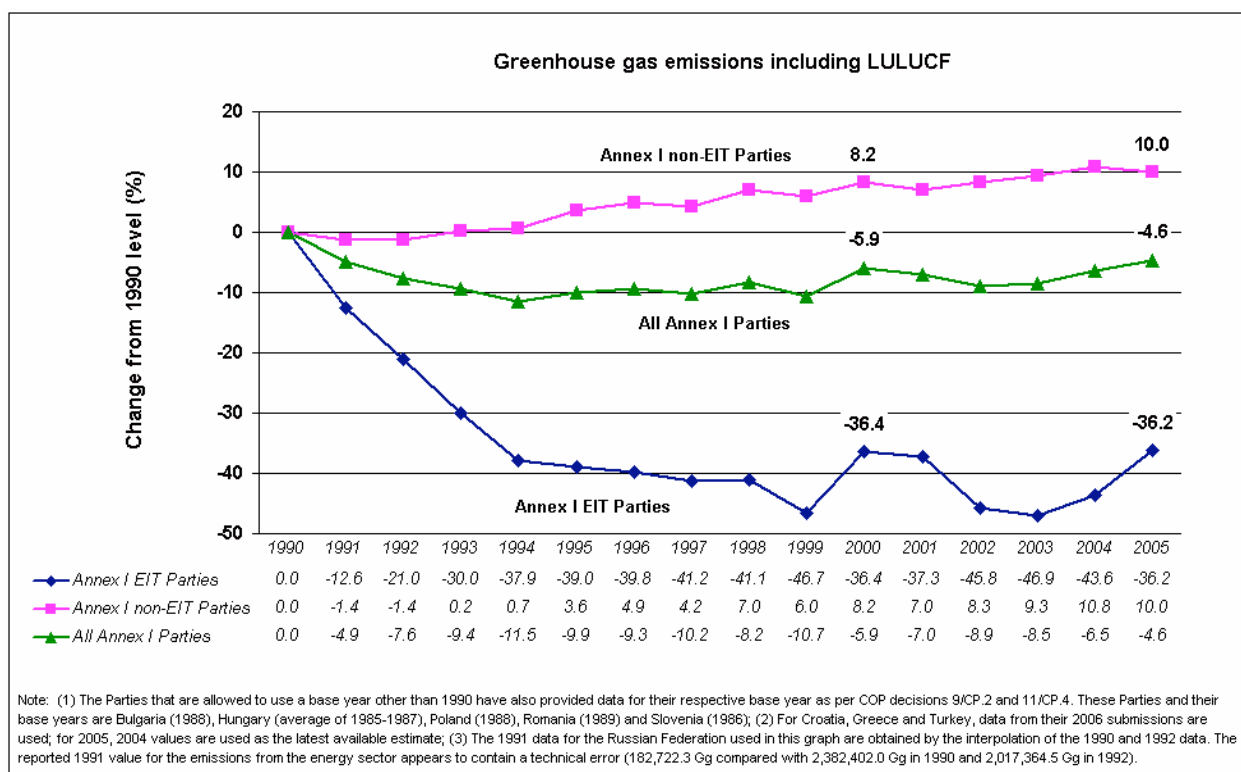
<sup>3</sup> Anidride carbonica CO<sub>2</sub>, metano CH<sub>4</sub>, ossidi di azoto N<sub>2</sub>O, idrofluorocarburi HFC, perfluorocarburi PFC ed esafluoruro di zolfo SF<sub>6</sub>.

Figura 2.2 - Variazioni nelle emissioni totali di gas-serra (esclusi LULUCF) nei paesi dell'Annex I. Anni 1990-2005



Fonte: UNFCCC [http://unfccc.int/files/inc/graphics/image/gif/graph3\\_2007\\_ori.gif](http://unfccc.int/files/inc/graphics/image/gif/graph3_2007_ori.gif)

Figura 2.3 - Emissioni di gas serra a livello globale (incluse quelle LULUCF)



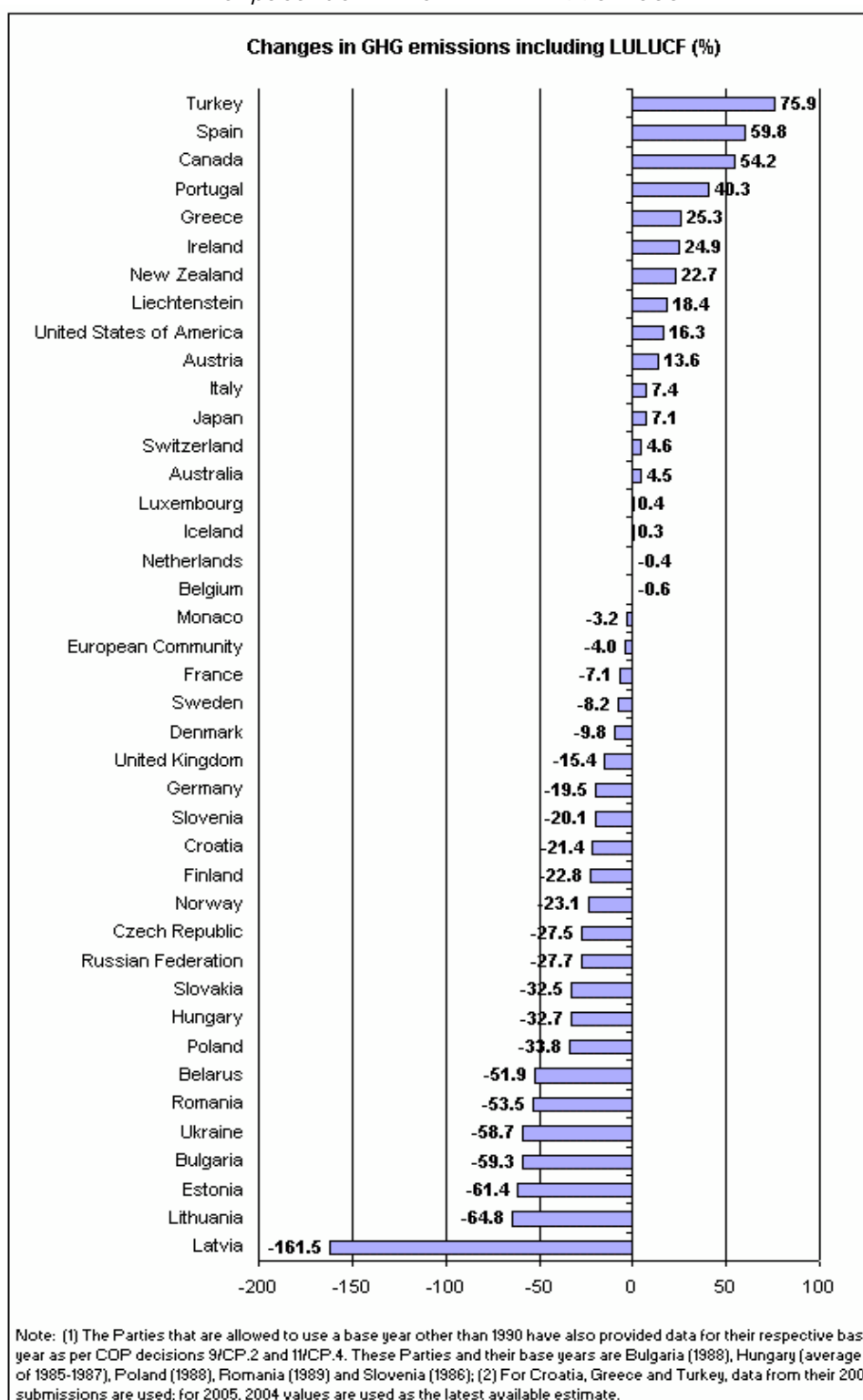
Fonte: UNFCCC [http://unfccc.int/files/inc/graphics/image/gif/graph2\\_2007\\_ori.gif](http://unfccc.int/files/inc/graphics/image/gif/graph2_2007_ori.gif)

Se si considerano le sole emissioni da produzioni o usi energetici, queste rappresentavano nel 2005 l'89,5% delle emissioni al netto degli incrementi/riduzioni derivanti dall'uso dei suoli e dalle foreste, e l'82,4% di quelle escludendo i LULUCF. Dal 1990 le emissioni dovute all'energia sono aumentate dello 0,5%, anche se nel periodo 2002-2005, considerati i tassi di crescita, sono state comprese fra lo 0,35% del 2005 e il 2% del 2003. Nei paesi dell'area OCSE, dopo un periodo di leggera flessione c'è stata, soprattutto a partire dal 1995, una moderata ma continua crescita delle emissioni energetiche, mentre nelle EIT le emissioni energetiche hanno continuato a cadere almeno fino al 1997. Dunque, se non fosse stato per la contrazione delle emissioni provenienti dai settori energetico e industriale, nelle EIT l'andamento delle emissioni, per il complesso dei paesi dell'Annex I, sarebbe stato crescente, invece che in diminuzione.

Fra i paesi dell'OCSE, la variazione 2005/1990 è stata +2,9% per l'UE, +19,2% per gli Stati Uniti, +13,3% per il Giappone, +36,2% per l'Australia e +28% per il Canada.

Questi trend sono ovviamente legati non solo alla crescita assoluta dei consumi energetici, ma soprattutto a variazioni del mix energetico. Ad esempio, dal 2001 in vari paesi dell'area OCSE, come Stati Uniti, Giappone e Australia, si è assistito ad un aumento significativo dell'uso di combustibili come il carbone, per far fronte alla crescita dei prezzi di petrolio e gas o per rimpiazzare a breve riduzioni nella produzione idroelettrica o elettronucleare. La composizione delle emissioni energetiche per settore d'origine è mutata solo lievemente nei paesi dell'Annex I, con poche variazioni per il settore delle industrie energetiche e gli altri settori (residenziale e terziario), una leggera contrazione del settore manifatturiero e delle costruzioni ed un aumento sensibile della quota del settore trasporti (figura 2.5).

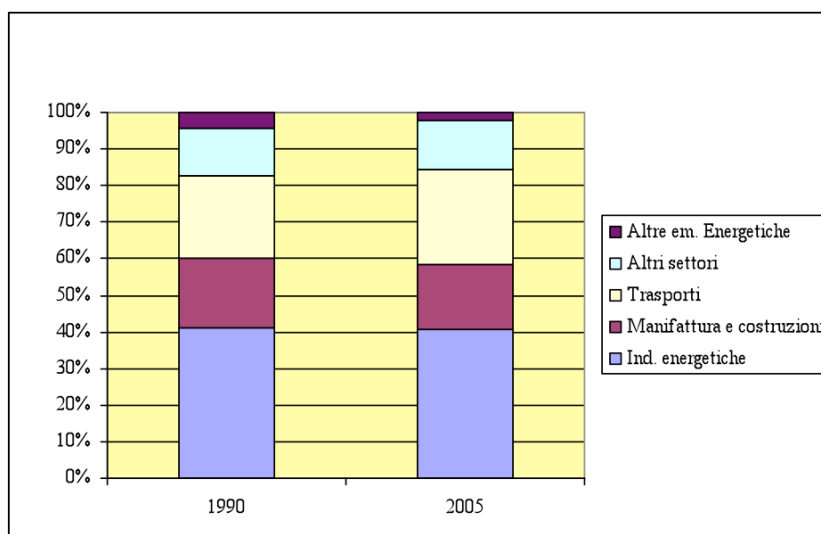
Figura 2.4 - Variazioni nelle emissioni totali di gas-serra (inclusi LULUCF) nei paesi dell'Annex I. Anni 1990-2005



Fonte: UNFCCC [http://unfccc.int/files/inc/graphics/image/gif/graph4\\_2007\\_ori.gif](http://unfccc.int/files/inc/graphics/image/gif/graph4_2007_ori.gif)



Figura 2.5 - Paesi Annex I: emissioni energetiche per settori d'origine



Fonte: elaborazione su dati UNFCCC

A livello globale esistono scarse informazioni sull'ammontare reale delle emissioni così come possiamo averle per i paesi dell'Annex I: esistono al più delle stime. Secondo le stime dell'AIE, le emissioni totali per la sola CO<sub>2</sub> prodotta dalla combustione di combustibili sono state nel 2005 pari a 27,13 miliardi di tonnellate e secondo il suo scenario di riferimento sono destinate a crescere fino a 42 miliardi di tonnellate nel 2030, ossia il 57% in più dei livelli attuali e il doppio di quelli del 1990.

L'AIE prevede inoltre che la gran parte delle emissioni cumulate generate nei prossimi trent'anni verranno prodotte in Cina e India, anche se le emissioni degli Stati Uniti resteranno molto elevate. Chiaramente, in termini pro-capite, le emissioni delle economie emergenti resteranno a lungo inferiori a quelle dei paesi industrializzati, ma per la diversa scala di popolazione è ovvio che le quantità emesse dai paesi emergenti saranno enormi. Già ora le emissioni dei paesi dell'OCSE sono state superate da quelle del resto del mondo: i paesi in via di sviluppo hanno l'aspirazione ad un più alto livello di benessere e di ricchezza, e questo, alle tecnologie attuali, implica una forte crescita dei consumi energetici, ed in particolare delle fonti fossili, con un aumento conseguente delle emissioni.

Nello scenario di riferimento dell'AIE, che non prevede ulteriori sforzi di riduzione delle emissioni al di là di quelli già previsti dalle normative e dalle politiche attualmente in vigore, si va dunque rapidamente verso concentrazioni dei gas serra molto superiori a quelle auspicabili per contenere l'incremento delle temperature medie planetarie al di sotto dei 2 °C entro la fine del secolo. Tale soglia non è arbitraria, ma è riconosciuta dagli scienziati come non superabile per permettere agli ecosistemi di adattarsi.

## 2.2 Lo scenario climatico globale

Il COP-15 che si terrà a Copenaghen nel dicembre 2009, tenterà di stabilire un passo importante nella lotta ai cambiamenti climatici. La base scientifica dei negoziati sarà ancora il quarto rapporto dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) pubblicato nel 2007, pur con tutti gli avanzamenti di conoscenze che nel frattempo gli esperti hanno maturato e che porteranno presto ad una nuova edizione del rapporto dell'IPCC.

Questi temi sono stati al centro del congresso *Climate Change: Global Risks, Challenges and Decisions*, tenutosi a Copenaghen il 10-12 marzo 2009 in cui è stata presentata una sintesi aggiornata sulle principali attività di ricerca sulla scienza del clima, sugli impatti sulla società e l'ambiente, e sugli strumenti e gli approcci disponibili per far fronte alla sfida climatica. I risultati sono stati condensati in alcuni messaggi chiave per essere trasferiti in modo diretto e comprensibile ai decisori politici e al grande pubblico.

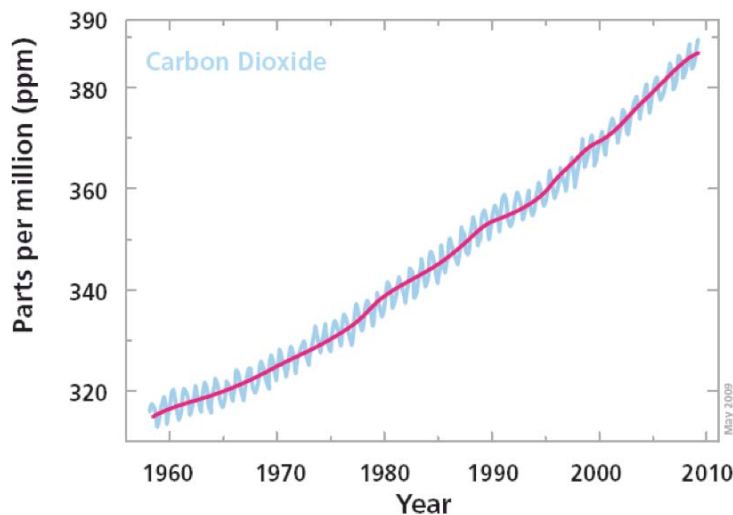
Recenti osservazioni indicano che le emissioni di gas serra e molti parametri di attinenza climatica stanno variando in prossimità del limite superiore della gamma di proiezioni IPCC. Molti dei principali indicatori del clima si stanno già muovendo al di là dei modelli di variabilità naturale finora sperimentati.

Oltre alla concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera (figura 2.6), tali indicatori comprendono la temperatura media superficiale globale (figura 2.7), il livello del mare (figura 2.8), la temperatura globale degli oceani, l'estensione del ghiaccio nel mare artico (figura 2.9), l'acidificazione degli oceani, la frequenza e intensità degli eventi climatici estremi. In presenza di una mancata riduzione delle emissioni, molte di queste tendenze climatiche sono probabilmente destinate ad accelerare, portando a un crescente rischio di improvvisi o irreversibili cambiamenti climatici.

Recenti osservazioni indicano che le società e gli ecosistemi sono estremamente vulnerabili anche a variazioni modeste di alcuni parametri climatici e che gli ecosistemi e la biodiversità nei paesi più poveri sono esposti a rischi maggiori. Aumenti di temperatura significativamente superiori ai 2 °C, potrebbero causare gravi disagi sociali e ambientali fin oltre la fine del secolo. Al fine di ridurre il rischio, è necessario mettere in atto interventi rapidi ed efficaci per la mitigazione delle emissioni coordinati a livello mondiale e regionale.

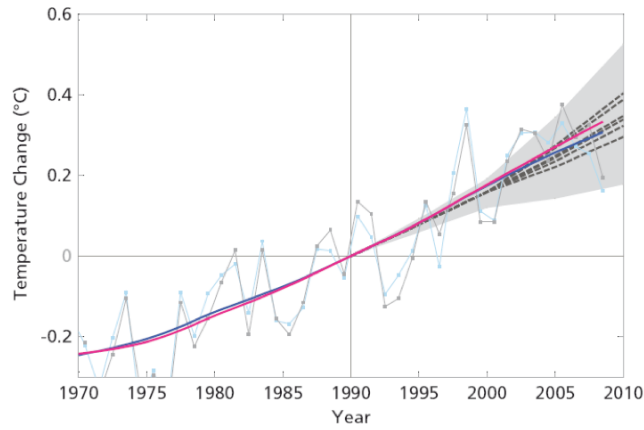
Un'attenuazione degli obiettivi previsti per il 2020 farebbe crescere il rischio di ripercussioni gravi ivi compreso il raggiungimento di *tipping points*, punti di non ritorno, e renderebbe più difficile e costoso il raggiungimento degli obiettivi al 2050. Le condizioni necessarie per mettere in atto una effettiva politica di mitigazione sono la definizione di un prezzo della CO<sub>2</sub> credibile sul lungo termine e l'adozione di politiche che promuovano l'efficienza energetica e le tecnologie a basse emissioni di carbonio.

Figura 2.6 - Concentrazione di CO<sub>2</sub> in atm (ppmv)



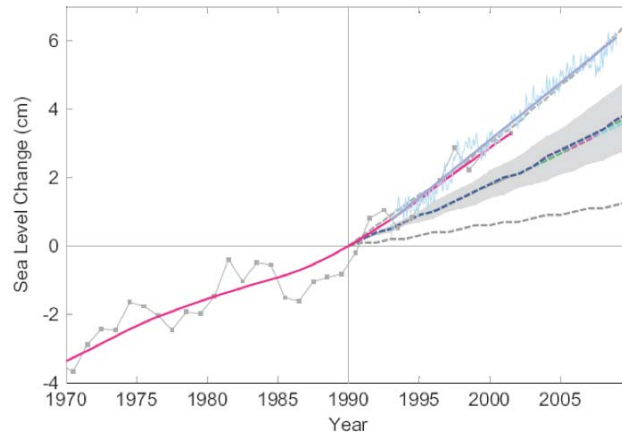
Fonte: Climate Change Congress, Copenhagen 10-12 marzo 2009

Figura 2.7 - Temperatura atmosferica (°C)



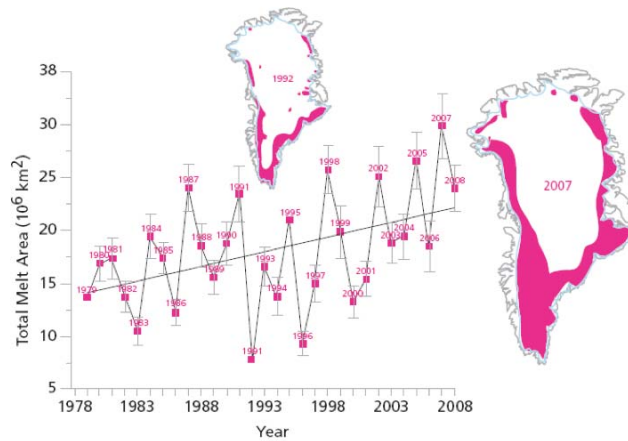
Fonte: Climate Change Congress, Copenhagen 10-12 marzo 2009

Figura 2.8 - Innalzamento del livello del mare (cm)



Fonte: Climate Change Congress, Copenhagen 10-12 marzo 2009

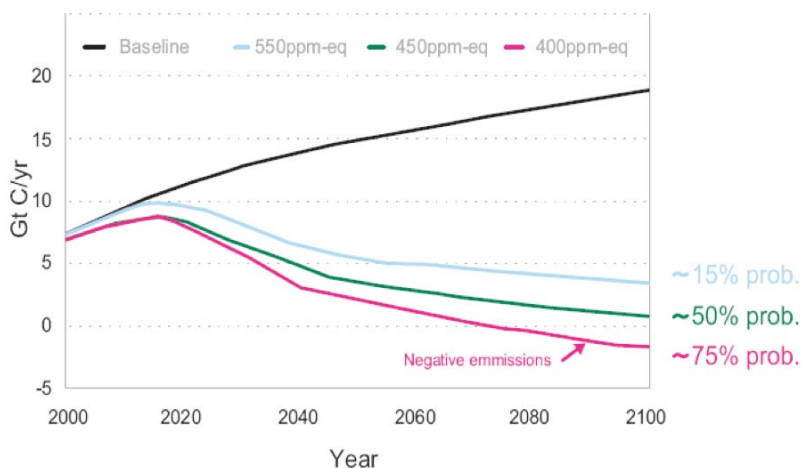
Figura 2.9 - Riduzione della calotta di ghiaccio in Groenlandia. Anni 1978-2008



Fonte: Climate Change Congress, Copenhagen 10-12 marzo 2009

In figura 2.10 sono rappresentati i possibili scenari di riduzione delle emissioni di origine energetica dal 2000 al 2100 in funzione del raggiungimento della stabilizzazione dei gas serra in atmosfera. Le varie curve coincidono con diverse politiche energetiche: la linea nera rappresenta lo scenario tendenziale in assenza di interventi per contrastare il cambiamento climatico. Le altre curve indicano diversi livelli di probabilità di limitazione del riscaldamento globale a un massimo di 2 °C.

Figura 2.10 - Scenari di riduzione delle emissioni energetiche dal 2000 al 2100 in funzione della stabilizzazione dei gas serra in atmosfera



Fonte: Climate Change Congress, Copenhagen 10-12 marzo 2009

La tabella 2.1 associa infine l'incremento di temperatura in atmosfera alle concentrazioni di CO<sub>2</sub> e di altri gas serra, nonché all'abbattimento di emissioni da conseguire per mantenere la temperatura nei limiti indicati.

Tabella 2.1 - Emissioni di gas serra in atmosfera

Temperature rise	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> -eq.	Year of peak emissions	% change in global emissions
Global average temperature increase above pre-industrial at equilibrium, using "best estimate" climate sensitivity	CO <sub>2</sub> concentration at stabilisation (2005 = 379 ppm)	CO <sub>2</sub> -eq. concentration at stabilisation including GHGs and aerosols (2005 = 375 ppm)	Peaking year for CO <sub>2</sub> emissions	Change in CO <sub>2</sub> emissions in 2050 (percent of 2000 emissions)
°C	ppm	ppm	year	percent
2.0 - 2.4	350 - 400	445 - 490	2000 - 2015	-85 to -50
2.4 - 2.8	400 - 440	490 - 535	2000 - 2020	-60 to -30
2.8 - 3.2	440 - 485	535 - 590	2010 - 2030	-30 to +5
3.2 - 4.0	485 - 570	590 - 710	2020 - 2060	+10 to +60
4.0 - 4.9	570 - 660	710 - 855	2050 - 2080	+25 to +85
4.9 - 6.1	660 - 790	855 - 1130	2060 - 2090	+90 to +140

Fonte: Climate Change Congress, Copenhagen 10-12 marzo 2009

### 2.3 L'evoluzione del dibattito internazionale

Nel corso dell'ultimo anno i negoziati internazionali sul clima sono proseguiti in vista della 15<sup>a</sup> CoP di Copenaghen, da molti ritenuta decisiva anche in considerazione della mutata politica americana nei confronti della questione climatica.

Al vertice G8 2008 (Toyako, Giappone) i paesi industrializzati si sono impegnati in linea di principio a ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 50% entro il 2050. Al vertice G8 2009 (L'Aquila, Italia) l'impegno alla riduzione delle emissioni da parte dei paesi del G8 è stato ribadito e rafforzato e i paesi emergenti, nella sessione allargata del vertice, hanno aderito al principio di limitare l'incremento medio di temperatura entro livelli dell'ordine dei 2 °C, senza tuttavia specificare come conseguire tale risultato e senza assumere impegni precisi sulle modalità di riduzione delle emissioni.

Nel gennaio 2009, una Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo, COM (2009) 39 dal titolo "Verso un accordo complessivo sul clima a Copenaghen", ha gettato le basi per una proposta dell'Unione Europea per un accordo post-2012 per combattere il cambiamento climatico, evitare l'aumento delle temperature medie globali di oltre 2 °C e per ridurre le emissioni globali del 50% entro il 2050. La proposta riconosce la necessità della partecipazione dei paesi sviluppati e di quelli in via di sviluppo. Essa prevede per i paesi sviluppati (tutti i paesi dell'area OCSE e UE) l'impegno a ridurre le emissioni entro il 2020 del 30% rispetto ai livelli 1990 proponendo parametri specifici per assicurare la comparabilità degli obiettivi nazionali. Per i paesi in via di sviluppo, con esclusione dei più poveri, la proposta prevede la limitazione delle emissioni collettive entro il 2020 a livelli ridotti del 15-30% rispetto al tendenziale. Tali paesi dovrebbero impegnarsi ad adottare entro il 2011 strategie di sviluppo a basso tenore di carbonio in tutti i settori ad alte emissioni. Tali strategie dovrebbero includere ad esempio una rapida diminuzione delle emissioni prodotte dalla deforestazione tropicale.

Stime economiche prevedono che fino al 2020 gli investimenti netti globali per la riduzione delle emissioni possano ammontare a circa 175 miliardi di euro l'anno, di cui oltre la metà necessari in paesi in via di sviluppo. Fino al 2020 le azioni in questi paesi avranno costi sostanzialmente contenuti — o produrranno addirittura benefici economici e potrebbero essere finanziate con risorse interne. Il supporto finanziario internazionale per le azioni che superano le capacità nazionali dei paesi in via di sviluppo dovrebbe provenire da fondi pubblici e dai meccanismi internazionali di *Emission Trading*.

Nell'aprile 2009 il vertice G20 di Londra, la cui significatività è dovuta alla valenza rappresentativa globale (oltre i  $\frac{3}{4}$  del PIL, dei consumi energetici e delle emissioni mondiali), ha messo a fuoco il "nuovo" fattore costituito dalla crisi economica e il concetto di *green recovery* basato sull'idea che la riduzione di risorse prodotta dalla crisi non può riflettersi sugli sforzi per la tutela del clima. Il *green recovery* presuppone che la crisi possa non sottrarre ma al contrario liberare risorse sottoutilizzate da destinare alle politiche climatiche che quindi si pongono come motore di sviluppo rispetto all'intera economia, con una inedita connotazione anticiclica.

I 20 paesi prendono atto che il carattere globale della crisi non permette la classica via d'uscita rappresentata da politiche monetarie espansive e conseguenti svalutazioni da parte di alcuni Paesi a danno di altri. D'altro canto, i maggiori costi derivanti dal cambiamento climatico sarebbero molto maggiori di quelli connessi a una crisi economica che, pur planetaria, ha carattere temporaneo rispetto a quella ambientale.

Le sette aree strategiche di intervento identificate dal G20 si suddividono in due gruppi, uno focalizzato sul breve termine, l'altro sul medio termine.

Nel primo rientrano azioni finalizzate a promuovere la domanda e a sostenere il reddito, tra cui: 1) miglioramento dell'efficienza energetica; 2) miglioramento delle infrastrutture in un'ottica *low-carbon*; 3) supporto ai mercati delle tecnologie pulite.

Al medio-lungo termine sono invece finalizzate le misure per "fidelizzare" investitori ed imprenditori privati in settori destinati a divenire i pilastri di uno sviluppo ecocompatibile, attivando così nuovi mercati. Tra queste: 4) l'avvio di progetti pilota; 5) incentivi alla ricerca a livello internazionale; 6) incentivi agli investimenti in tecnologie *low-carbon*.

In accordo con quest'impostazione è stato anche il G8 dei Ministri dell'Ambiente di Siracusa nell'aprile 2009, che ha fatto proprio il più ambizioso scenario di mitigazione pubblicato dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (*Energy Technology Perspectives 2008, Blue Scenario*) in base al quale le emissioni potrebbero essere abbattute del 50% entro il 2050 con un contributo proveniente prevalentemente da quattro fattori: per oltre il 50% dall'efficienza energetica, per il 21% dalle fonti rinnovabili, per il 19% dalla tecnologia di cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> e per il restante 6% dalla fonte nucleare. In realtà, alcune delle tecnologie previste in tale scenario (di cui si parlerà diffusamente più avanti) non sono ancora disponibili o devono subire sostanziali miglioramenti e riduzioni di costo (ad es. il nucleare di quarta generazione, l'idrogeno, i veicoli a celle a combustibile).

Il miglioramento dell'efficienza energetica costituisce quindi in certa misura non solo il fattore potenzialmente più rilevante ma anche quello più immediato e disponibile a costi contenuti, allorché l'uscita dalla crisi comporterà una ripresa del trend di crescita della domanda di energia, in attesa che nuove tecnologie *low-carbon* rimpiazzino quelle attuali nel medio-lungo periodo.

I paesi del G8 hanno riconosciuto la necessità di politiche mirate e coordinate per velocizzare la transizione tecnologica sostenendo la ricerca di base, la sperimentazione, la dimostrazione oltre che la penetrazione nel mercato delle tecnologie *low-carbon*.

Ciò comporta anche la necessità di un riequilibrio delle risorse pubbliche destinate alla ricerca rispetto al settore privato (10-11 miliardi di dollari annui contro 40-60). A questo proposito è stato previsto un primo raddoppio entro il 2012 ed un ulteriore raddoppio entro il 2020. Si punta inoltre ad ammodernamenti su vasta scala in settori residenziali pubblici e privati (riscaldamento, climatizzazione) e nel settore dei trasporti. Il commercio dei diritti di emissione (*cap and trade*) è preso in considerazione come strumento per ridurre il fattore di incertezza legato alla diffusione di tecnologie pulite.

### **2.3.1 La nuova politica climatica ed energetica americana**

Una ulteriore novità del 2009 è costituita dalla nuova politica americana in aperta cesura rispetto alla precedente amministrazione. La nuova amministrazione attribuisce alle azioni di contrasto del cambiamento climatico connotati non soltanto ambientali ma di natura economica e di sicurezza nazionale tra cui la creazione di stimoli per la ripresa, la lotta alla disoccupazione e la riduzione della dipendenza energetica dall'estero.

Nel breve termine la strategia americana punta a restituire potere d'acquisto alle famiglie prevedendo un sussidio di 500 dollari annui (1000 per le coppie) per cinque anni, finanziato con una tassa sugli extraprofitto delle imprese petrolifere ottenuti da incrementi del prezzo del petrolio; sussidio che nel medio-lungo termine andrebbe sostituito da una riduzione fiscale a carattere permanente.

Sul medio-lungo periodo la strategia è molto articolata e prevede i seguenti interventi:

- L'attuazione di un programma *cap and trade* per ridurre dell'80% le emissioni di gas serra entro il 2050 (questo obiettivo è stato oggetto di proposta nel recente G8 2009 dove però ha incontrato le resistenze dei paesi emergenti).
- La riduzione dei consumi petroliferi, in un orizzonte di 10 anni, di una quantità almeno pari alle attuali importazioni da Medio Oriente e Venezuela. Tale obiettivo prevede uno stanziamento di 150 miliardi di dollari da investire in dieci anni in sviluppo di energie rinnovabili in collaborazione col settore privato; la vendita entro il 2015 di almeno un milione di vetture ibride di produzione americana, con percorrenze di 150 miglia per gallone.
- La riduzione della dipendenza dall'estero attraverso l'introduzione del principio *use it or lose it* (usa o perdi), riferito alle concessioni di compagnie petrolifere per perforazioni che, per sostenere i prezzi dei prodotti petroliferi, non vengono sfruttate. Si punta inoltre a migliorare

l'estrazione da giacimenti interni stimati in circa 85 miliardi di barili attraverso processi di *enhanced oil recovery* con sequestro geologico della CO<sub>2</sub>, a sua volta inseribile nel programma di *cap and trade*. È infine previsto il finanziamento (da tempo programmato) del gasdotto diretto tra USA ed Alaska.

- La produzione di elettricità da fonti rinnovabili (solari, eoliche o geotermiche) dovrà essere pari al 10% della domanda elettrica entro il 2012, e pari al 25% entro il 2025. A tale scopo verrà prorogata per cinque anni la cosiddetta PTC (*Production Tax Credit*). Specifici incentivi saranno previsti e destinati, in particolare, alle imprese operanti nella fase della commercializzazione delle tecnologie abbinate alle fonti rinnovabili, in modo da accelerare l'ampliamento del mercato e le economie di scala endogene. In queste tecnologie sono compresi gli impianti per il sequestro e lo stoccaggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>.
- Il miglioramento dell'efficienza energetica prevede di ridurre del 15% il fabbisogno tendenziale previsto al 2020, con una riduzione di 5 miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub> entro il 2030. Una parte di questa riduzione proverrebbe dal progressivo irrigidimento dei tetti di emissione applicati alle *utilities*, in parte da norme più stringenti per l'efficienza energetica del settore residenziale, per ottenere entro il 2030 risparmi del 25% negli edifici esistenti e del 50% in quelli di nuova costruzione. In particolare, il processo di adeguamento verrà iniziato in modo intensivo a partire dagli edifici pubblici, risultanti tuttora tra i più inefficienti sotto il profilo energetico.

## 2.4 Europa e obiettivi di Kyoto

Secondo i dati dell'UNFCCC, per l'Unione Europea-15 le emissioni aggregate di gas serra di natura antropogenica, escluse le quantità emesse o ritirate a causa di usi del suolo, cambiamenti di uso e foreste (LULUCF), sono diminuite dell'1,5% dal 1990 al 2005. Nell'ultimo anno disponibile, il 2005, esse sarebbero diminuite dello 0,8%. Le emissioni, incluse le attività LULUCF, sono diminuite del 4%.

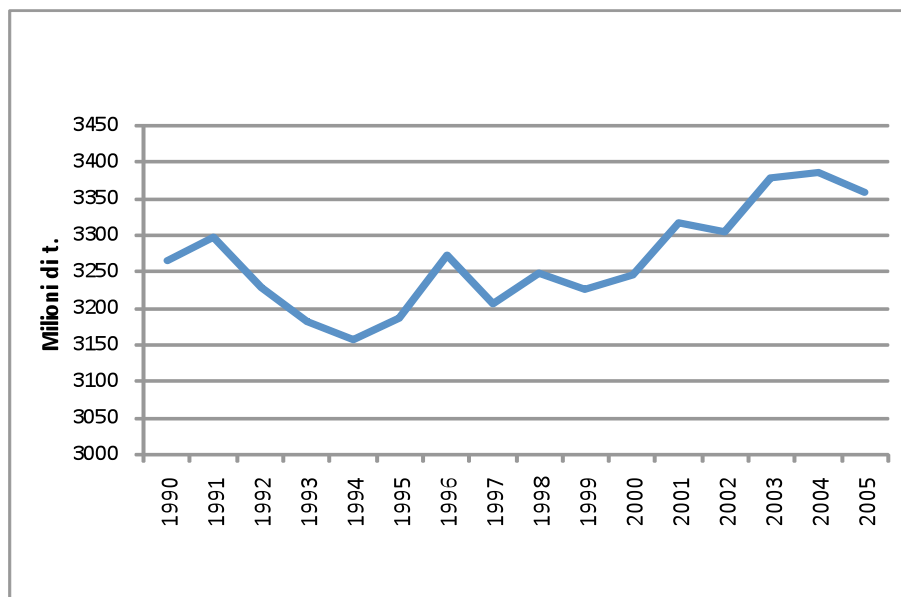
Dunque, secondo questi dati, stando alle proiezioni stesse effettuate dalla Commissione Europea e sulla base delle indicazioni degli Stati membri, l'Unione Europea dovrebbe raggiungere gli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto (-8%) a condizione che gli Stati membri attuino al più presto le politiche e misure supplementari che si sono prefissi. In tale direzione, la realizzazione della fase II del sistema ETS per lo scambio di emissioni dovrebbe contribuire a ridurle del 3,4% nell'UE-15 e del 2,6% nell'UE-25 rispetto all'anno di riferimento<sup>4</sup>.

Il condizionale è d'obbligo. Se si guarda ai dati dell'UNFCCC, per l'Unione Europea-15 le dinamiche delle emissioni di gas serra originate dalla produzione ed uso di energia mostrano un incremento di quasi il 3% nel periodo 1990-2005 (figura 2.11).

---

<sup>4</sup> Comunicazione della Commissione COM(2007)757: Progressi verso il conseguimento degli obiettivi di Kyoto (27/11/2007).

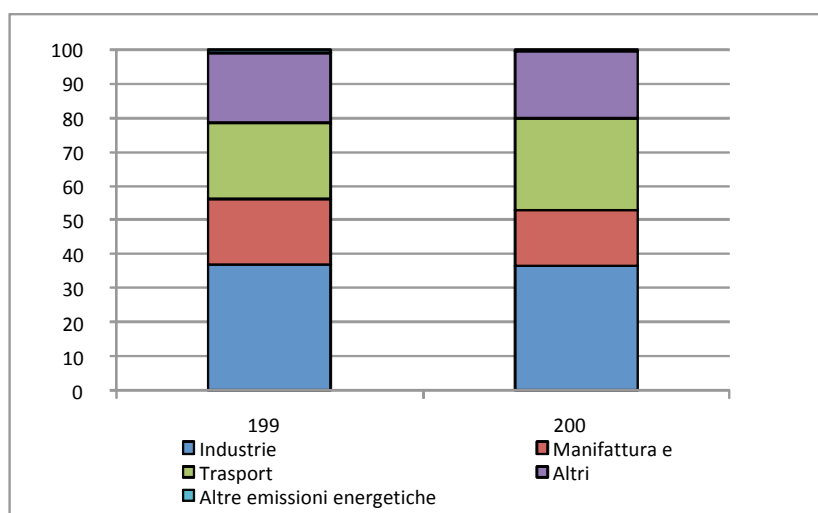
Figura 2.11 - Unione Europea-15: emissioni energetiche di gas serra



Fonte: elaborazione su dati UNFCCC

È dunque chiaro che a livello tendenziale il settore energetico (o almeno alcune sue parti) ha delle difficoltà a ridurre le emissioni e che il contributo di altri settori è necessario. Inoltre, anche per quanto riguarda le emissioni dovute alla produzione e all'uso di energia, è evidente che alcuni settori contribuiscono più di altri all'aumento delle emissioni. La ripartizione delle emissioni per settori di origine evidenzia un'evoluzione della struttura simile a quella già vista per i paesi dell'Annex I, ma più accentuata (figura 2.12). Il peso delle industrie energetiche rimane stazionario, aumenta quello dei trasporti, mentre si riduce leggermente il settore residenziale e terziario e si contrae significativamente quello dell'industria manifatturiera e delle costruzioni. Dunque, le aree dove un grosso sforzo di riduzione resta da fare sono il settore dei trasporti ed il residenziale/terziario.

Figura 2.12 - Unione Europea: emissioni energetiche per settori d'origine



Fonte: elaborazione su dati UNFCCC

Sulla via del perseguimento degli obiettivi di Kyoto, alcuni paesi dell'UE-15 risultano più virtuosi di altri: è il caso di Germania, Svezia e Regno Unito. Altri, come Danimarca, Italia e



Spagna, potranno mantenere gli impegni solo a patto di mettere in atto politiche e misure supplementari e di ricorrere ai meccanismi di flessibilità di Kyoto (*Clean Development Mechanisms* e *Joint Implementation*), con l'acquisto di certificati di riduzione delle emissioni da paesi non-Annex I o dalle economie in transizione. In una certa misura comunque, più o meno tutti i paesi dovranno far ricorso a tali meccanismi.

Se si considera l'insieme dei paesi UE-27, le emissioni totali di gas di serra, escluse le attività LULUCF, sono diminuite dell'11% rispetto all'anno base. Ciò è in gran parte dovuto alla crisi economica e al processo di ristrutturazione produttiva in corso nei paesi est-europei negli anni 90. Dopo il 2000 le economie di questi paesi hanno ripreso a crescere vigorosamente invertendo la tendenza nelle emissioni. Da qui al 2010-12, dunque, il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto per l'Europa potrebbe essere legato alla durata e all'impatto della crisi economica attualmente in corso.

#### **2.4.1 I negoziati post-Kyoto: la posizione europea in vista della Conferenza di Copenaghen**

L'Unione Europea, con circa il 16% dei consumi energetici mondiali e una quota analoga di emissioni globali, non può realizzare da sola l'obiettivo del contenimento del riscaldamento globale a un massimo di 2 °C. In quest'ottica l'UE intende definire il più tempestivamente possibile un nuovo accordo quadro (se possibile comprendente tutti i paesi industrializzati e fra questi in testa gli Stati Uniti) per ulteriori riduzioni delle emissioni. Questa è la condizione per poter fornire a tutti gli attori economici un quadro di riferimento politico sufficientemente chiaro e stabile per le necessarie decisioni su investimenti e comportamenti nei prossimi decenni.

Nell'ambito dei negoziati preliminari per definire un accordo post-Kyoto nel 2009 a Copenaghen, l'UE ha mantenuto la posizione che prevede una riduzione unilaterale delle proprie emissioni del 20% entro il 2020 rispetto al 1990, anche in assenza di un nuovo accordo internazionale. Ma se altri paesi industriali si uniranno allo sforzo, è disposta a diminuire le proprie emissioni fino al 30% entro il 2030 e di oltre il 50% entro il 2050. Tali posizioni sono state enunciate nei primi mesi del 2007 con due Comunicazioni: la COM (2007) 1: *Una politica energetica per l'Europa* e la COM (2007) 2: *Limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a +2 gradi Celsius*. Le due Comunicazioni si rivolgevano al Consiglio Europeo esortandolo a adottare un approccio integrato alle politiche energetiche e climatiche per l'Europa e un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas climalteranti di almeno il 20% al 2020 (30% nell'ambito di un accordo internazionale). Il Consiglio Europeo dell'8-9 marzo 2007 ha raccolto questa proposta (articolata con una serie di misure applicative) e chiesto alla Commissione la elaborazione e presentazione di un pacchetto integrato di proposte e misure atte a facilitare il raggiungimento di questo obiettivo. Si trattava in particolare dell'obiettivo vincolante di produrre da rinnovabili il 20% del consumo finale di energia (all'interno di questo anche l'obiettivo di produrre il 10% di questo totale a partire da biocarburanti) entro il 2020. Ma si trattava anche dell'obiettivo di un 20% di risparmio energetico entro la stessa data.

Il 23 gennaio 2008 la Commissione Europea ha presentato al Parlamento e al Consiglio Europeo un pacchetto di misure di attuazione degli obiettivi in materia di cambiamenti climatici ed energie rinnovabili (il cosiddetto "Pacchetto energia e clima"). Questo comprendeva:

- una serie di proposte di Direttive (sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili, sul perfezionamento ed estensione del sistema comunitario di scambio delle quote di emissione - ETS, sullo stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub>);
- una Decisione che concerne lo schema di ripartizione tra i paesi di una possibile riduzione unilaterale delle emissioni da parte della UE, soprattutto per quanto riguarda le emissioni dei settori non coperti da ETS.

A metà dicembre 2008 un accordo è stato raggiunto fra Commissione Europea, Consiglio dei Ministri e Parlamento Europeo sulle tre proposte di direttive e sulla decisione sopra menzionate, che sono diventati formalmente vincolanti con l'approvazione da parte del Consiglio Europeo, il 6 aprile 2009. Questo pacchetto di misure (descritto nel seguito al paragrafo 2.4.5) è destinato a diventare l'asse portante della politica europea per contrastare il

cambiamento climatico, anche qualora un nuovo accordo internazionale non venga raggiunto. Nel caso un accordo per il post-2012 sia effettivamente definito nel 2009-2010, gli strumenti messi in opera dal pacchetto (in particolare la ripartizione dello sforzo di riduzione nel settore non-ETS) necessiteranno una minima revisione per essere adattati ai nuovi obiettivi.

In parallelo, i negoziati internazionali non si sono fermati (per maggiori dettagli vedi paragrafo 2.3).

L'accordo di Copenaghen dovrebbe istituire anche un quadro di riferimento e degli schemi di finanziamento per aiutare i paesi ad adattarsi ai cambiamenti climatici inevitabili. L'UE analizzerà il potenziale offerto da fonti innovative di finanziamento internazionale basato sul principio "chi inquina paga" e sulle capacità finanziarie dei paesi. L'uso di parte delle future entrate derivanti dalla vendita all'asta delle quote nell'ambito dell'ETS dell'UE per aiutare i paesi in via di sviluppo verrà anche preso in considerazione. Ma più in generale, secondo la Commissione, la creazione entro il 2015 di un mercato del carbonio a copertura dell'OCSE, collegando il sistema ETS dell'UE ad altri sistemi comparabili del tipo *cap and trade*, potrebbe dare un considerevole contributo per alleviare l'impatto dei cambiamenti climatici e raccogliere fondi a favore delle misure necessarie sia nei paesi sviluppati che in quelli in via di sviluppo. Il mercato dovrebbe espandersi per includere entro il 2020 le principali economie emergenti con l'intento di istituire un mercato globale del carbonio.

Per quanto il dibattito su un accordo post-2012 sia ancora piuttosto fluido, la maggiore disponibilità della nuova amministrazione americana ad impegnarsi per la riduzione delle emissioni rilancia le ambizioni dell'UE nell'ambito della lotta al cambiamento climatico e induce le istituzioni europee a riflettere già da ora su come realizzare in maniera economicamente efficace gli impegni che potranno derivare dal nuovo accordo.

#### **2.4.2 L'Emission Trading System**

Il 1° gennaio 2008 ha preso avvio la seconda fase dell'Emission Trading System, con nuovi piani nazionali di allocazione dei diritti di emissione e un'ulteriore stretta sui tetti complessivi di emissione rispetto alla prima fase. Quest'ultima si era conclusa a fine 2007 in maniera deludente, con i titoli di emissione scambiati sul mercato a prezzi irrisori, misurati in pochi centesimi di euro, come riflesso di un'estrema difesa degli interessi dell'industria da parte dei governi nazionali risultante in una allocazione di titoli di emissione troppo generosi, che avevano finito per rendere lo strumento molto meno efficace di quanto avrebbe potuto.

Il taglio alle allocazioni dei diritti di emissione operato dalla Commissione per la seconda fase dovrebbe permettere al sistema di sviluppare i suoi effetti benefici nel ridurre le emissioni. Per quanto il sistema funzioni ancora in misura parziale (a causa di una serie di ritardi sia nella approvazione dei piani di allocazione che nella realizzazione e operatività dei registri delle emissioni) il meccanismo di formazione del prezzo è chiaramente operante.

Se a causa della recessione economica in atto i prezzi attuali dei permessi di emissione sono appena 1/3 di quelli realizzati agli inizi del 2008, le aspettative sono per prezzi più elevati verso la fine della seconda fase e, in prospettiva, per il dopo 2012, grazie all'ingresso nel sistema del settore del trasporto aereo e di tutta l'industria *energy intensive* previsto dal menzionato "pacchetto energia e clima". Il sistema copre attualmente circa il 40% delle emissioni dell'UE.

La seconda fase dell'ETS dovrebbe chiudersi nel 2012, e l'Unione Europea spera che nella nuova versione essa riuscirà a contribuire positivamente al raggiungimento degli obiettivi di Kyoto. Le modifiche previste al sistema ETS per la terza fase dovrebbero renderlo più efficace e permettergli di contribuire all'obiettivo di riduzione delle emissioni del 20% entro il 2020. Per quanto riguarda l'architettura generale dell'ETS post-Kyoto, la differenza fondamentale, come si vedrà nel paragrafo successivo, sarà costituita da un passaggio più o meno graduale della assegnazione dei diritti di emissione tramite un meccanismo d'asta, dunque a titolo oneroso invece che gratuito come nella Fase I. I governi nazionali venderanno pertanto alle industrie coperte dall'ETS i diritti di emissione e potranno destinare i proventi di questa vendita sia ad altre misure destinate a facilitare la riduzione delle emissioni (incentivi al risparmio energetico,

o alle rinnovabili), sia a mitigare eventuali impatti distributivi in specifiche industrie o settori o per particolari categorie di consumatori.

### **2.4.3 Le misure del Pacchetto energia e clima**

Il 17 gennaio 2009 il Parlamento Europeo ha approvato il pacchetto clima-energia volto conseguire gli obiettivi al 2020 su cui i capi di Stato dei paesi dell'UE avevano trovato un accordo nel marzo del 2007: ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra, portare al 20% il risparmio energetico e aumentare al 20% il ricorso a fonti rinnovabili per la produzione di energia. L'approvazione del pacchetto è avvenuta a seguito di una serie di negoziati informali che hanno portato all'adozione congiunta del Parlamento e del Consiglio di sei proposte legislative.

#### *Direttiva sulla promozione e l'uso di energia da fonti rinnovabili*

La Direttiva fissa obiettivi nazionali per la quota delle energie rinnovabili, da raggiungere entro il 2020, con un obiettivo specifico del 10% di rinnovabili fra le fonti energetiche per i trasporti. I target sono vincolanti e sarà responsabilità degli Stati membri dotarsi di piani d'azione nazionali per raggiungerli. Tuttavia, all'interno di ciascun obiettivo nazionale, la ripartizione per fonte sarà lasciata allo Stato membro in base alle potenzialità esistenti. La direttiva crea la base per standardizzare le cosiddette "Garanzie di Origine" (GO) che certificano l'origine da rinnovabili dell'elettricità o del calore prodotti, e per la loro trasferibilità, così permettendo ai paesi membri di utilizzare quote di energia da rinnovabili prodotte in un altro Stato membro per raggiungere il proprio obiettivo nazionale. A questo riguardo vengono standardizzati i requisiti di informazione e le procedure per la emissione, il trasferimento e la cancellazione dei certificati, e si prevede la creazione di un'autorità indipendente con competenza alla gestione delle GO.

La Direttiva mira anche alla riduzione delle barriere amministrative e normative che ostacolano lo sviluppo delle rinnovabili (nonché dei sistemi di tele-riscaldamento/raffreddamento), e a migliorarne l'accesso alla rete elettrica. A tale riguardo impone requisiti minimi di utilizzazione di fonti rinnovabili nei nuovi edifici o nei progetti di ristrutturazione, e regimi di certificazione per gli installatori di impianti a energia rinnovabile. La Direttiva richiede inoltre che si dia accesso prioritario alla rete all'elettricità prodotta da rinnovabili e che si sviluppi l'infrastruttura di trasmissione per facilitare la gestione di questi flussi.

A seguito dei numerosi dubbi sollevati sull'effettivo impatto ambientale ed economico (specialmente sui prezzi dei prodotti per alimentazione umana) dell'uso di biocombustibili nei trasporti, la Direttiva pone le basi per la definizione dei criteri di sostenibilità ambientale che i biocombustibili debbono rispettare per poter essere presi in considerazione ai fini del target del 10%. Tali criteri includono un minimo del 35% di riduzione delle emissioni rispetto al prodotto equivalente di origine fossile, il divieto di usare materiali da foreste primarie, o aree protette e quello di convertire zone umide o foreste per produrre biocombustibili. La mancata ottemperanza a tali criteri provoca inoltre l'esclusione dai sussidi e dagli sgravi fiscali.

#### *Direttiva ETS*

La nuova Direttiva emenda la Direttiva 2003/87/EC, per il perfezionamento e l'estensione del sistema comunitario di scambio delle quote di emissione – ETS. La proposta riconosce il ruolo potenziale del sistema di scambio di emissioni ETS, creato con la Direttiva 2003/87/EC, per la riduzione del 20% delle emissioni rispetto al 1990 all'orizzonte 2020, e punta ad estenderlo e perfezionarlo in modo da sfruttarne le potenzialità e da evitare effetti distorsivi nel mercato interno. Un altro obiettivo è quello di creare dei chiari segnali di mercato nel lungo periodo a partire dal prezzo della CO<sub>2</sub>. Pertanto la rilevanza dell'ETS viene estesa a tutti i settori industriali forti emettitori di gas serra (con l'inclusione del settore chimico, dell'alluminio), ad altri gas climalteranti (come l'ossido nitroso e i perfluorocarburi). Le piccole sorgenti di emissioni possono chiamarsi fuori dal sistema nel caso possano dimostrare che misure di

riduzione equivalenti sono già applicate (per esempio con una *carbon tax*). Inoltre il settore del trasporto aereo sarà incluso in linea con gli accordi politici.

Una delle principali novità rispetto alle fasi I e II dell'ETS consiste nel fatto che un tetto unico di emissioni viene fissato per tutti i 27 paesi (invece che 27 limiti differenti fissati dagli Stati membri) e che anno dopo anno questo limite decresce linearmente fino al 2020. L'obiettivo è di realizzare al 2020 una riduzione del 21% rispetto al livello del 2005: per quella data il totale dei permessi di emissione disponibile sarà di 1.720 milioni di tonnellate. La penalità per il mancato rispetto degli obiettivi sarà di 100 €/t di CO<sub>2</sub>, accresciuta del tasso d'inflazione. Qualora un accordo internazionale per il post 2012 venisse raggiunto, con la partecipazione di altri paesi sviluppati e con obiettivi di riduzione delle emissioni più rigorosi, i target per il settore ETS verrebbero rivisti al rialzo senza bisogno di ridiscutere l'impianto del sistema.

Per meglio armonizzare le regole di assegnazione dei permessi di emissione, il meccanismo di base sarà quello delle aste pubbliche, che garantisce la massima trasparenza e permette di evitare i profitti ingiustificati prodotti nelle prime fasi del sistema. Il meccanismo d'asta si applicherà integralmente e da subito al settore di produzione elettrica, che ha comunque la capacità di trasferirne il costo all'utente finale; l'introduzione sarà invece più graduale per i settori industriali. Eccezioni potranno essere fatte per quei settori particolarmente esposti alla concorrenza internazionale (e per i quali il rischio di *carbon leakage* è più grave) che potranno usufruire di permessi di emissione gratuiti: la decisione sui settori esposti verrà presa nel 2010, e comunque la situazione verrà monitorata in seguito per evitare effetti distorsivi.

I diritti d'asta saranno distribuiti direttamente agli Stati membri secondo dei principi di allocazione che tengono conto delle emissioni nelle fasi I e II ma che favoriscono leggermente i paesi con redditi pro capite più bassi. Saranno gli Stati stessi a vendere i permessi di emissione secondo regole non discriminatorie e armonizzate a livello europeo. I proventi delle aste dovranno almeno in parte (>50%) essere destinati a finanziare azioni per contrastare il cambiamento climatico, promuovere le fonti rinnovabili e correggere impatti sociali negativi (povertà energetica, disoccupazione ecc.).

Come già previsto nelle precedenti fasi dell'ETS, le industrie potranno utilizzare i crediti derivanti dai meccanismi flessibili CDM e JI, creati col Protocollo di Kyoto, per raggiungere gli obiettivi di riduzione. Si potrà ricorrere a questa possibilità fino a un massimo complessivo di 1,4 miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente (distribuiti sul periodo 2008-2020) che rappresenta una quota consistente delle riduzioni da effettuare. Qualora gli obiettivi di riduzione fossero rivisti al rialzo in forza di un nuovo accordo internazionale, anche il ricorso ai meccanismi flessibili verrebbe incrementato in misura pari alla metà delle ulteriori riduzioni necessarie, ma solo i crediti emessi nei paesi che ratificheranno il nuovo accordo saranno utilizzabili.

#### *Decisione sulla ripartizione degli sforzi per la riduzione delle emissioni serra*

Questa decisione riguarda la ripartizione degli oneri di riduzione delle emissioni nei settori non coperti dalla Direttiva ETS modificata. Se, infatti, è chiaro che una parte considerevole dello sforzo totale di riduzione al 2020 (-20% rispetto al 1990) sarà ottenuto grazie al funzionamento dell'ETS (che riguarda settori responsabili del 40% circa delle emissioni totali), il contributo dei rimanenti settori resta indispensabile. Prendendo a riferimento le emissioni dell'Unione Europea-27 nel 2005, che erano già inferiori a quelle del 1990 del 6,5% circa, si è calcolato che per ottenere un'ulteriore riduzione del 14% rispetto al 2005, la riduzione a carico dei settori non-ETS entro il 2020 dovrà essere di almeno il 10% rispetto al 2005. La proposta di ripartizione fra paesi di questa riduzione tiene conto del fatto che, se secondo una logica di minimo costo i nuovi paesi membri dell'UE dovrebbero realizzare il grosso di questa riduzione, una tale ripartizione degli oneri sarebbe profondamente ingiusta rispetto alla loro capacità di pagare per abbattere le emissioni. Pertanto, le riduzioni assegnate a ciascun paese riflettono il suo livello di redditi pro capite e le sue necessità di crescita. Per tale ragione, ad alcuni paesi membri (soprattutto quelli dell'est europeo) è addirittura concesso di aumentare le loro emissioni nei settori non-ETS, in qualche caso fino a un massimo del 20% rispetto al 2005, mentre nei paesi più ricchi la riduzione richiesta va fino al 20%. Tali riduzioni devono seguire un andamento lineare fra il 2013 ed il 2020, il che significa che esse si traducono in obiettivi

annuali vincolanti. Il punto di partenza è dato dal livello medio di emissioni realizzato fra il 2008 ed il 2010.

Per migliorare l'efficienza di questa ripartizione, la decisione sulla suddivisione dello sforzo include una serie di misure di flessibilità. Ad esempio, nel caso in cui in un determinato anno del periodo considerato un paese riduca le proprie emissioni nel settore non-ETS più di quanto richiesto, potrà emettere un po' di più l'anno successivo. Viceversa, qualora necessario (ad esempio, per effetto di variabili climatiche), potrà utilizzare in un determinato anno fino al 2% del limite di emissioni dell'anno successivo. I paesi possono cedere ad altro paese membro fino al 5% della propria quota di emissioni nel settore non-ETS in ogni dato anno. Inoltre, la possibilità di utilizzare crediti di emissione derivanti da progetti JI e CDM vale per ciascun paese fino ad un massimo del 3% delle sue emissioni del 2005. Se questo limite non è utilizzato, un paese può trasferire la parte inutilizzata ad un altro paese. Il tipo di crediti che potranno essere utilizzati dopo il 2012 è esplicitamente previsto dalla Decisione, ma dipende dall'esito dei negoziati internazionali su un accordo post-Kyoto. Chiaramente, nel caso un accordo internazionale venga effettivamente raggiunto, gli obiettivi di riduzione potranno essere rivisti al rialzo, e la possibilità di ricorrere ai crediti di emissione potrà essere aumentato, ma si potranno utilizzare solo i crediti emessi nei paesi che avranno ratificato l'accordo. Mentre la Decisione fissa gli obiettivi per il settore non-ETS di ciascun paese, la decisione sul settore specifico in cui le riduzioni verranno effettuate e sulle misure da prendere è lasciata al paese interessato, secondo le potenzialità esistenti e la loro convenienza relativa. Gli Stati membri hanno un obbligo di informare la Commissione sulle misure prese per ridurre le emissioni, sui progressi realizzati e sul livello effettivo delle emissioni in ciascun anno, nonché sull'utilizzo di strumenti di flessibilità (CDM, JI). La Decisione prevede dei meccanismi correttivi nel caso di mancato rispetto degli obiettivi da parte di un paese membro, e per scoraggiare il disimpegno introduce forti penalità in termini di riduzione ulteriore dei tetti di emissione per gli anni successivi (l'eccesso di emissioni è moltiplicato per 1,08 come si applicasse un tasso di interesse dell'8%). Gli strumenti legali per questo monitoraggio delle emissioni in parte già esistono, ma dovranno essere completati e perfezionati nei prossimi mesi.

#### *Direttiva sullo stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub>*

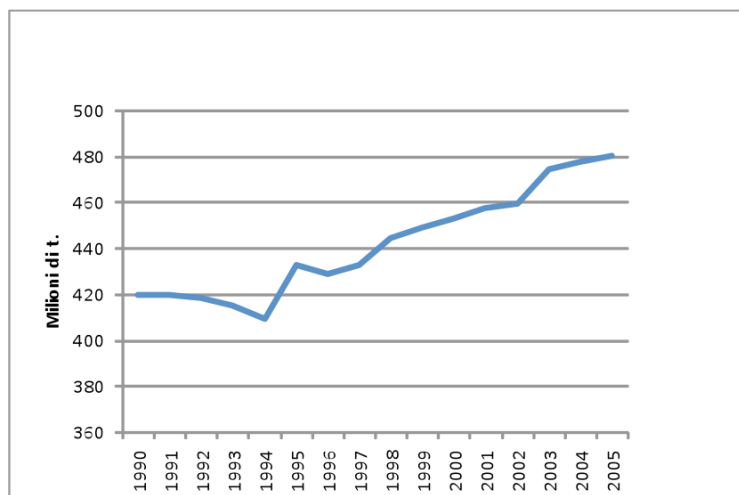
La Direttiva fornisce un quadro legale per la gestione dei rischi ambientali legati alla tecnologia di captazione e confinamento dell'anidride carbonica, eliminando le barriere poste dalla legislazione vigente. Da un lato essa determina i criteri e le condizioni per assicurare la compatibilità ambientale degli impianti durante tutto l'arco del loro ciclo di vita (dalla scelta del sito fino a dopo la sua chiusura), dall'altro apre la strada per l'inclusione di impianti di captazione e confinamento nel quadro del sistema dell'ETS anche a partire dalla fase II dell'ETS. Tutta la CO<sub>2</sub> sequestrata tramite questa tecnologia in impianti che rientrano nel sistema ETS sarà, infatti, considerata come non emessa.

## **2.5 La situazione italiana: problemi e prospettive**

Secondo gli ultimi dati dell'UNFCCC, dal 1990 al 2005 le emissioni di gas di serra in Italia sono aumentate del 12,1% (del 7,4% al netto delle riduzioni dovute alle foreste ed ai cambiamenti di uso dei suoli). Nello stesso periodo, quelle dovute alle attività connesse alla produzione ed uso di energia sono aumentate del 14,5% (figura 2.13).

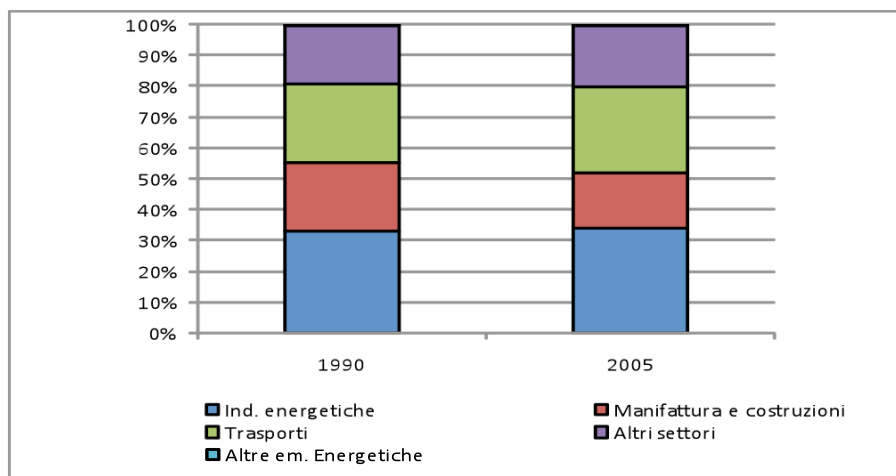
La struttura delle emissioni del settore energia si è modificata nel periodo 1990-2005: la quota delle emissioni del settore manifatturiero e delle costruzioni è diminuita significativamente (-7,7% in valori assoluti), mentre quella dei trasporti e del settore residenziale e terziario è leggermente cresciuta. È aumentata anche la quota del settore delle industrie energetiche (figura 2.14).

Figura 2.13 - Italia: emissioni energetiche di gas serra



Fonte: elaborazione su dati UNFCCC

Figura 2.14 - Italia: emissioni energetiche per settori d'origine



Fonte: elaborazione su dati UNFCCC

Quanto alle prospettive dell'Italia per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto, esse risultano molto incerte in assenza di un ricorso importante ai meccanismi di flessibilità o agli interventi in agricoltura e nelle foreste. Su questo versante, come su quello della partecipazione all'ETS, l'Italia sconta una certa impreparazione e un certo ritardo nell'azione. Infatti, politiche e misure potenzialmente favorevoli, come quelle dell'istituzione di Certificati Verdi per incoraggiare l'uso delle rinnovabili nella generazione elettrica, o dei Certificati Bianchi per il miglioramento dell'efficienza energetica, non hanno ancora dispiegato gli effetti sperati. Ciò è in parte dovuto a una certa farraginosità dei meccanismi di funzionamento, in parte alla presenza di distorsioni causate da norme coesistenti (ad es. l'uso di incentivazioni per le fonti assimilate che ha prodotto un *crowding out* dei sussidi alle rinnovabili), o addirittura all'uso di sussidi ad alcuni settori produttivi energivori. La rinuncia negli ultimi 15 anni a portare avanti una politica dei trasporti più coerente sia con gli obiettivi della sicurezza energetica che con quelli della protezione ambientale (di cui l'abbattimento delle emissioni clima-alteranti è solo una parte), aggrava la rigidità del sistema e costringe a scaricare ancora di più sul settore industriale l'onere di ulteriori riduzioni nelle emissioni. Settori che presentano potenzialità di riduzione delle emissioni, come la gestione e il recupero energetico dei rifiuti e dei gas di discarica, avrebbero meritato interventi più tempestivi. È infine mancata una capacità di cogliere opportunità industriali rilevanti, ad esempio nella manifattura di sistemi e componenti per il solare e l'eolico o anche per i materiali da costruzione necessari ad un miglioramento del

patrimonio abitativo dal punto di vista dell'efficienza energetica, costringendo il Paese ad importare dall'estero anche questi beni.

Un eventuale rilancio del nucleare in Italia, per le caratteristiche della tecnologia, non potrebbe avere un impatto immediato e dunque non servirebbe a recuperare il tempo perduto verso il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto e di quelli al 2020: esso è da considerare come un'opzione per il medio-lungo termine. In assenza di politiche che puntino all'innovazione e al risparmio energetico, il rischio per l'Italia non è solo quello di vedere importanti risorse finanziarie trasferite verso paesi in via di sviluppo per finanziare i *Clean Development Mechanisms* (anche se si spera possano contribuire a tale sviluppo), ma soprattutto quello di perdere cospicue opportunità di crescita industriale nel settore delle tecnologie energetiche ed ambientali, e probabilmente di assistere a breve a un ulteriore aggravamento delle bollette energetiche del paese.

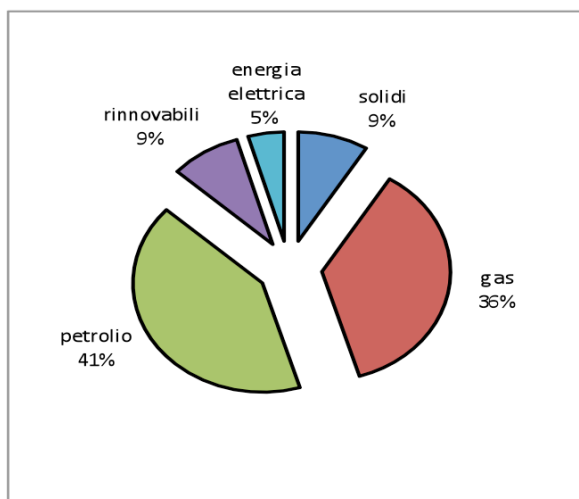
### 3 L'ITALIA: IL QUADRO ENERGETICO-AMBIENTALE

#### 3.1 La produzione e gli usi finali dell'energia nel 2008

Rispetto alla media dei 27 paesi dell'Unione Europea, i consumi di energia primaria in Italia si caratterizzano per un maggiore ricorso a petrolio e gas, per una componente strutturale di importazioni di elettricità (circa il 5% dei consumi primari), per un ridotto contributo del carbone (pari al 9% dei consumi primari di energia) e per l'assenza di generazione elettronucleare; la quota di fonti energetiche rinnovabili sul totale dei consumi primari di energia è leggermente più elevata rispetto alla media dei paesi OCSE, soprattutto grazie al notevole apporto della fonte idroelettrica (figura 3.1).

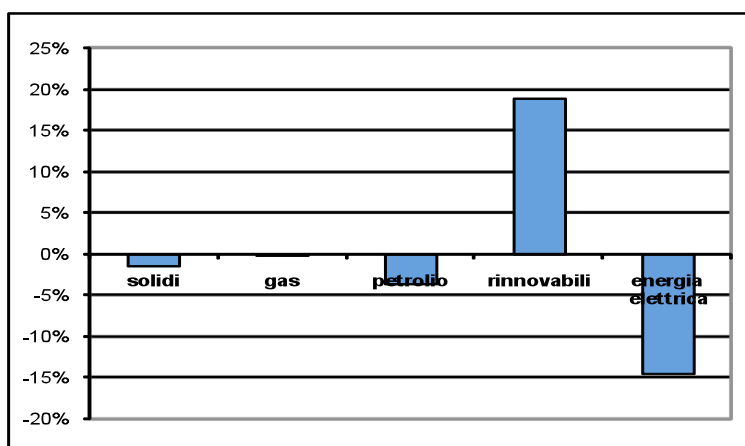
La domanda di energia primaria si attesta nel 2008 a 192,1 Mtep, subendo una flessione di circa due Mtep rispetto al 2007. Il ricorso alle fonti di energia è caratterizzato nel 2008 da una forte contrazione dei consumi di petrolio (-3,7%) e combustibili solidi (-1,5%) (figura 3.2).

Figura 3.1 - Italia: disponibilità di energia per fonte. Anno 2008 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati del Bilancio Energetico Nazionale

Figura 3.2 - Italia: disponibilità di energia per fonte. Variazioni 2007-2008 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati del Bilancio Energetico Nazionale

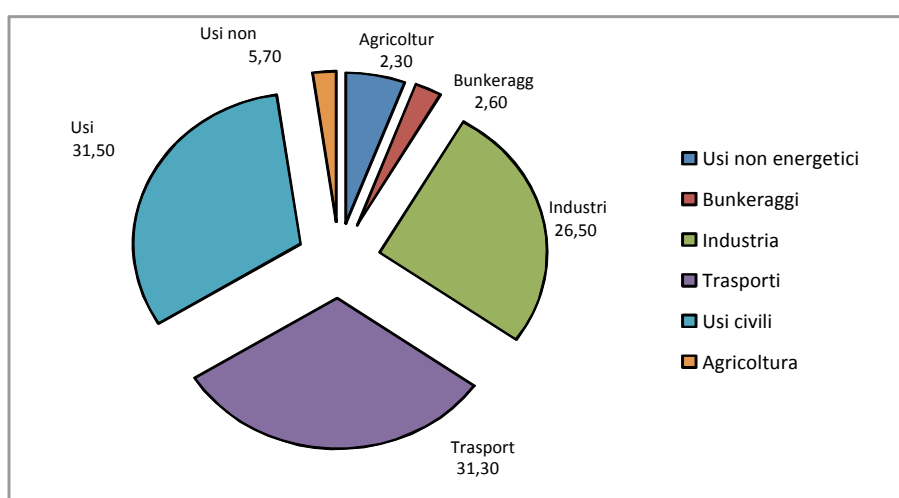


La domanda di greggio e prodotti petroliferi resta tuttavia prevalente rispetto alle altre fonti, coprendo il 41% del totale dei consumi primari, sostenuta quasi esclusivamente dal fabbisogno energetico del settore dei trasporti. Le importazioni nette di energia elettrica, pur rimanendo una componente strutturale del sistema energetico italiano, mostrano una sensibile riduzione, attribuibile alla contrazione della domanda complessiva di energia elettrica nei settori produttivi e agli incrementi di competitività del rinnovato parco termoelettrico nazionale che è riuscito ad aumentare le esportazioni verso i paesi confinanti.

La produzione di energia primaria sul territorio nazionale è aumentata grazie all'apporto complessivo di tutte le fonti rinnovabili.

Il settore civile e il settore dei trasporti assorbono ciascuno oltre il 31% dei consumi finali di energia, il fabbisogno dell'industria è di poco inferiore (27% circa) mentre agricoltura, bunkeraggi e usi non energetici consumano circa l'11% dei consumi finali (figura 3.3).

Figura 3.3 - Consumi finali di energia per settore. Anno 2008 (%)

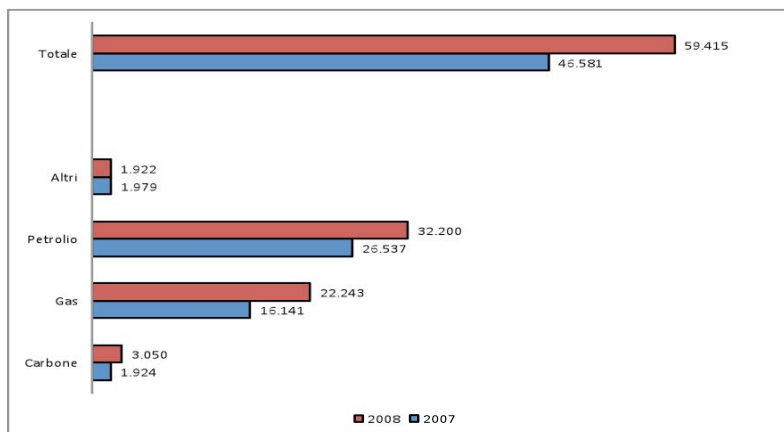


Fonte: elaborazione ENEA su dati del Bilancio Energetico Nazionale

Nei settori di uso finale dell'energia si conferma nel 2008 una riduzione del 5,4% rispetto al 2007 della domanda di energia nell'industria, conseguenza della fase di recessione economica che ha portato ad una diminuzione del PIL di circa un punto percentuale. Una crescita dei consumi del 4,8% si è registrata nel settore civile, nonostante la minore domanda di climatizzazione ambientale dovuta a fattori climatici; l'aumento dei consumi di energia elettrica e gas nel settore civile ha bilanciato quasi interamente la contrazione dei consumi finali nell'industria per le fonti in questione. La contrazione dei consumi di prodotti petroliferi è attribuibile al ridotto fabbisogno dell'industria e dei trasporti.

La fattura energetica italiana, riportata nella figura 3.4, evidenzia un aumento per il 2008 di circa 12,8 miliardi di euro per un ammontare complessivo di oltre 59,4 miliardi (circa il 27,8% di aumento su base 2007).

Figura 3.4 - Fattura energetica italiana. Anni 2007 e 2008



Fonte: Unione Petrolifera

Esaminando il trend della fattura energetica complessiva è possibile osservare il deciso incremento sull'anno precedente del costo totale delle fonti, ascrivibile al ruolo giocato congiuntamente da gas e petrolio. La fattura petrolifera, attestatasi su una percentuale del 55% della fattura energetica totale per il 2008, conserva la dinamica degli ultimi anni, a fronte della crescita parallela della quota gas.

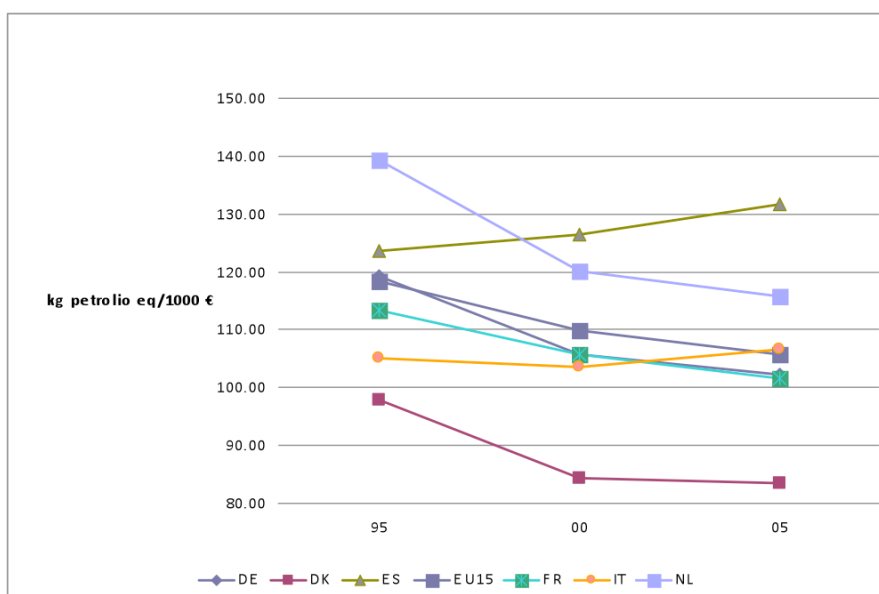
La dipendenza del sistema energetico nazionale dall'estero, di cui la fattura energetica evidenzia le conseguenze economiche, è salita nel 2008 all'86%, da un valore dell'85,5% circa nel 2006 e 2007.

### 3.2 L'intensità energetica

L'Italia fino alla fine degli anni 90 aveva fatto segnare valori dell'intensità energetica finale più bassi della media dei paesi dell'Unione Europea, avvicinandosi solo recentemente a tali valori. Alcuni paesi del Nord Europa (Danimarca, Germania, Svezia, Finlandia, Gran Bretagna) hanno diminuito notevolmente le loro intensità energetiche. Altri, come Spagna e Portogallo, che partivano da livelli di intensità energetica più bassi della media, hanno invece dei trend in crescita.

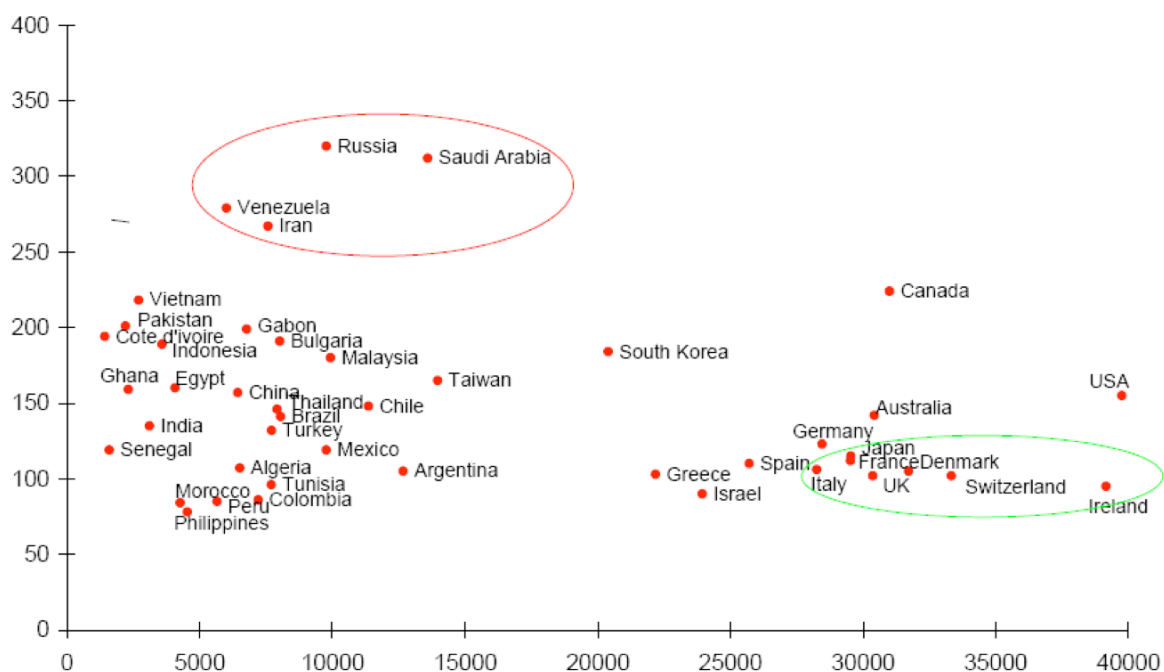
Il confronto con la situazione europea mostra un'Italia che progressivamente sta riducendo il beneficio derivatole da una posizione iniziale favorevole in termini di intensità energetiche, e che negli ultimi anni non riesce a seguire il passo della maggior parte dei paesi europei che, pur in presenza di una maggiore crescita economica, hanno ridotto notevolmente le loro intensità energetiche (figura 3.5).

Figura 3.5 - Intensità energetica finale del PIL di alcuni paesi dell'UE (kg petrolio eq/1000 €)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

Figura 3.6 - Intensità energetica finale del PIL di alcuni paesi dell'UE (kg petrolio eq/1000 €)



Fonte: WEC 2008 - Energy Efficiency Policies around the World

Nel grafico di figura 3.6 sono indicati, per alcuni paesi, i valori di intensità energetica finale (asse delle ordinate tep/M\$) e del prodotto interno lordo (US\$). Si vede come paesi dell'area OCSE importatori di energia mostrano la più bassa intensità energetica finale mentre i paesi produttori di petrolio quella più elevata.

A parità di sviluppo economico il dato dell'intensità energetica varia in modo molto significativo. Per i paesi importatori di energia questa elevata discrepanza è dovuta a diversi fattori, tra i quali: i differenti livelli di prezzo e di struttura produttiva, il mix energetico, l'importanza delle politiche per l'efficienza energetica.

Si nota in particolare che i paesi che provengono da economie centralizzate, che storicamente avevano prezzi bassi e sussidiati dell'energia, mostrano generalmente alte intensità energetiche a causa di una bassa efficienza energetica delle costruzioni e dei dispositivi di uso finale dell'energia.

### 3.3 L'Italia e gli impegni di Kyoto

Come noto il Protocollo di Kyoto, elaborato nel 1997 ed entrato in vigore il 16 febbraio 2005, introduce degli obiettivi quantitativi di riduzione per i soli Paesi industrializzati, in base al principio di responsabilità comune ma differenziata. Il Protocollo di Kyoto rappresenta il primo importante simbolo della crescente preoccupazione riguardante le tematiche ambientali e, insieme, il primo – e ancora unico - strumento assunto a livello internazionale per dare risposta comune alla sfida dei cambiamenti climatici. A conclusione del primo periodo di *compliance* del Protocollo si evidenzia tuttavia una parziale inefficacia nel controllo delle emissioni di gas-serra. Come sostengono alcuni analisti, nel disegnare nuovi strumenti per fronteggiare i cambiamenti climatici si dovrà tenere conto dei limiti mostrati dal Protocollo; in particolare sarà opportuno adottare strumenti che:

- riescano a coinvolgere nelle azioni di mitigazione soprattutto i principali paesi responsabili delle emissioni di gas serra;
- prevedano un sistema di sanzioni credibili per le eventuali inadempienze;
- prevedano rilevanti investimenti pubblici in R&S per avvicinare il tempo di disponibilità di nuove tecnologie *carbon free*;
- destinino risorse crescenti alle strategie di adattamento ai cambiamenti climatici in atto;
- adottino meccanismi capaci di elevare e rendere stabile il livello di prezzo della CO<sub>2</sub>.

L'ultimo elemento, in particolare, agevolerebbe l'adozione spontanea di tecnologie *carbon free* da parte del settore privato, consentendo agli attori del mercato di pianificare un appropriato livello di investimenti in un orizzonte temporale più lungo.

Per effettuare una valutazione dello stato di attuazione del Protocollo di Kyoto da parte dell'Italia, è stata presa come riferimento la "Quarta Comunicazione nazionale dell'Italia alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico"<sup>5</sup>. Nella valutazione si è tenuto conto dei dati a consuntivo del 2005, di uno scenario di riferimento al 2010, che contiene i dispositivi legislativi e normativi decisi e operativi fino a quella data, e dell'analisi del quadro delle politiche e misure messe in atto a livello nazionale. In particolare, tale scenario prende in considerazione i nuovi impianti a ciclo combinato, le misure di efficienza energetica relative ai titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) del luglio 2004 e, parzialmente, le misure di incentivazione delle fonti rinnovabili legate al sistema dei certificati verdi. Considerando le emissioni all'anno di riferimento, 1990, pari a 516,85 Mt CO<sub>2</sub> eq l'obiettivo individuato per l'Italia dal Protocollo risulta pari a 483,26 Mt CO<sub>2</sub> eq. Tenendo conto dello scenario tendenziale al 2010 pari a 587,0 Mt CO<sub>2</sub> eq, la distanza da colmare per raggiungere l'obiettivo risulta pari a 103,7 Mt CO<sub>2</sub> eq (figura 3.7).

Le misure decise e operative individuate per colmare la distanza dall'obiettivo contribuiscono alla riduzione di gas serra per 7,4 Mt CO<sub>2</sub> eq. L'insieme delle misure decise ma non ancora operative e allo studio risultano pari a 16,54 Mt CO<sub>2</sub> eq. A queste bisogna aggiungere il contributo dell'assorbimento di carbonio (*sinks*) pari a 25,3 Mt CO<sub>2</sub> eq.

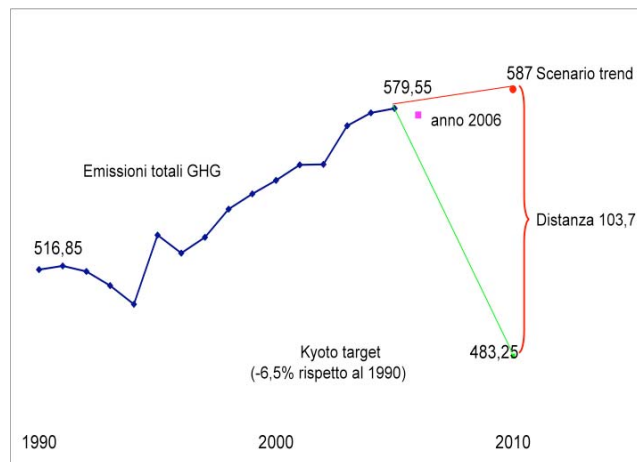
Inoltre, con riferimento alla direttiva ETS<sup>6</sup>, il contributo dei settori ad essa soggetti è stato stimato pari a 13,2 Mt CO<sub>2</sub> eq per anno. Considerato che la distanza complessiva dall'obiettivo è pari a 103,7 Mt CO<sub>2</sub> eq e che il contributo delle misure fin qui elencate è valutabile in 62,49 Mt CO<sub>2</sub> eq, rimane ancora da colmare una distanza pari a 41,21 Mt CO<sub>2</sub> eq.

---

<sup>5</sup> La Quarta Comunicazione nazionale dell'Italia alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico (UNFCCC) è stata preparata da ENEA, APAT e IPCC – National Focal Point, per il Ministero dell'Ambiente del Territorio e del Mare.

<sup>6</sup> La direttiva 2003/87/CE, recepita con decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216, prevede che gli Stati membri debbano stabilire limiti assoluti alle emissioni di gas ad effetto serra provenienti da alcune tipologie di siti produttivi.

Figura 3.7 - Emissioni e valutazione della distanza dall'obiettivo di Kyoto al 2010 (Mt CO<sub>2</sub> eq.)



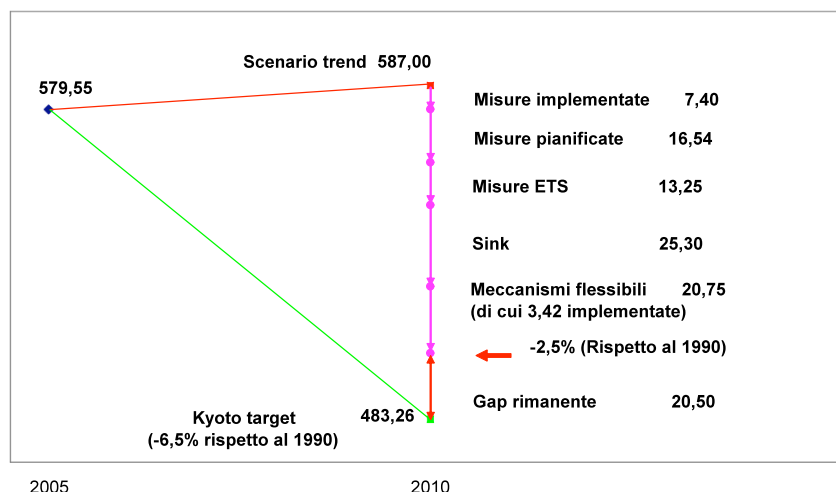
Fonte: elaborazione ENEA

Per contribuire a ridurre questa ulteriore distanza si è ipotizzato un ricorso all'uso di meccanismi flessibili pari a 20,75 Mt CO<sub>2</sub> eq (di cui 3,42 già decisi e operativi), pari al 20% della distanza complessiva come da indicazioni governative. Tenendo conto dei contributi complessivi esposti, le emissioni al 2010 rispetto l'anno 1990 risultano pari a -2,5% per un valore del gap rimanente di 20,5 Mt CO<sub>2</sub> eq (figura 3.8).

Considerando tutte quelle misure che si possono ritenere acquisibili entro il periodo di riferimento 2008-2012 si arriva a un valore di emissione del 4% sopra al valore del 1990. Difficilmente, quindi, l'obiettivo di Kyoto potrà essere raggiunto e, in vista del secondo periodo di impegno, sarà necessario mettere in campo ulteriori politiche e misure che consentano di conseguire riduzioni importanti.

Per quanto riguarda l'impegno relativo al primo periodo va sottolineato che l'Italia, dal 1° gennaio 2008, sta accumulando giornalmente un debito di oltre 4 milioni di euro.

Figura 3.8 - Politiche e misure per raggiungere l'obiettivo di Kyoto (Mt CO<sub>2</sub> eq.)



Fonte: elaborazione ENEA

## 4 L'OFFERTA DI ENERGIA

### 4.1 Le fonti energetiche rinnovabili

Nel 2008 le fonti rinnovabili di energia hanno contribuito complessivamente al consumo interno lordo (CIL) italiano per una percentuale di poco superiore al 9,6%. In tabella 4.1 viene esplicitato il contributo energetico delle diverse fonti rinnovabili in termini di equivalente fossile sostituito. Complessivamente nel 2008 si è avuto un aumento della produzione da fonti rinnovabili in Italia del 18% circa (+2.860 ktep) rispetto a quella del 2007 (15.641 ktep).

Tabella 4.1 - Energia da rinnovabili in equivalente fossile sostituito. Anni 2000-2008 (ktep)

Fonti Energetiche	2000	2005	2006	2007	2008*
Idroelettrica <sup>1</sup>	9.725	7.935	8.139	7.219	9.157
Eolica	124	515	654	888	1.069
Fotovoltaico	4	7	11	26	99
Solare Termico	11	21	29	39	56
Geotermia	1.248	1.384	1.429	1.438	1.427
Rifiuti <sup>2</sup>	461	1.501	1.672	1.734	1.784
Legna ed assimilati <sup>3</sup>	2.344	3.153	3.328	3.710	3.883
Biocombustibili	95	172	155	174	567
Biogas	162	343	383	415	459
<b>Totale</b>	<b>14.173</b>	<b>15.033</b>	<b>15.798</b>	<b>15.641</b>	<b>18.501</b>
di cui non tradizionali <sup>4</sup>	2.046	4.556	4.964	5.334	6.210

<sup>1</sup> Solo energia elettrica da apporti naturali valutata a 2200 kcal/kWh.

<sup>2</sup> Inclusa la parte organica.

<sup>3</sup> Non include risultato indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni.

<sup>4</sup> Eolico, solare, rifiuti, legna (esclusa la legna da ardere), biocombustibili, biogas.

\* Dati provvisori.

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

Si noti come l'incremento percentualmente più significativo, pur restando su valori assoluti molto bassi, provenga da fonti non tradizionali quali l'eolico, il fotovoltaico, i rifiuti e le biomasse che passano, sul totale delle rinnovabili, da poco più del 14% del 2000 al 34% del 2008.

Un esame del contributo energetico, in termini di ktep di energia primaria sostituita, fornito negli ultimi cinque anni da alcune tipologie di fonti rinnovabili, evidenzia gli andamenti che seguono:

- l'idroelettrico, che fornisce la quota più rilevante, è caratterizzato da una forte fluttuazione, da attribuire a fattori di idricità;
- la geotermia mostra un contributo relativamente costante, che nel periodo considerato oscilla intorno a 1,4 Mtep;
- per quanto riguarda le altre rinnovabili, si evidenzia nel 2008 il buon incremento della produzione eolica (+20%) e la sorprendente crescita dei biocombustibili (+227%). Meno marcati invece gli aumenti di biomassa (+5%), che si attesta su valori ancora lontani da quelli tipici dei paesi europei, dei rifiuti (+3%), e dei biogas (+11%);

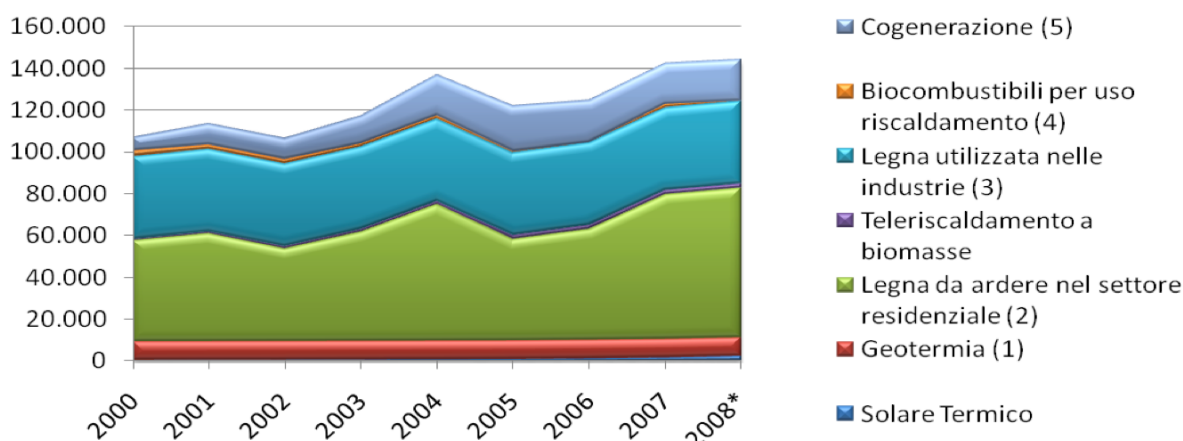
- molto bene inoltre le produzioni da fonti solari quali il solare termico (+44%) e il fotovoltaico (quasi quattro volte rispetto al 2007).

Nei paragrafi che seguono viene analizzato separatamente il contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di calore e alla produzione di energia elettrica.

#### Produzione di calore

Nel 2008 la produzione di calore da fonti rinnovabili<sup>7</sup> viene stimata in quasi 60.000 TJ negli impianti industriali (legna e assimilati, compreso calore da cogenerazione), rimanendo sostanzialmente invariata rispetto a quella dell'anno precedente, e in 73.500 TJ circa nel settore civile (legna da ardere e teleriscaldamento a biomasse) (figura 4.1).

Figura 4.1 - Produzione di calore da fonti rinnovabili. Anni 2000-2008 (TJ)



(1) Relativamente agli usi diretti della geotermia si riportano i dati di una indagine ENEL (G. Allegrini, G. Cappetti, F. Sabatelli, Geothermal Development in Italy: Country Update Report, presentato al World Geothermal Congress, Firenze 18-31 maggio 1995.).

(2) Non si considera l'utilizzo delle biomasse non commerciali rilevato dall'apposita indagine ENEA.

(3) Si riportano i dati di una indagine ENEA risalente all'inizio degli anni novanta.

(4) Per il 1995 e il 1998 si ipotizza una percentuale di utilizzo per uso riscaldamento pari al 50% del totale. Per gli altri anni si utilizzano i dati forniti dal MSE.

(5) Il calore prodotto in cogenerazione non è compreso nell'equivalente fossile sostituito della tabella "Energia da fonti energetiche rinnovabili in equivalente fossile sostituito (valori in ktep)".

\*Dati provvisori.

Fonte: elaborazione ENEA su dati di varia provenienza

Quest'ultimo dato può essere considerato approssimato per difetto in quanto tiene conto esclusivamente della biomassa legnosa commercializzata e rilevata dalle statistiche nazionali mentre gran parte dei consumi di biomassa legnosa nel settore residenziale sfugge alle rilevazioni ufficiali<sup>8</sup>.

Più limitato l'apporto proveniente dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica, con un dato assestato negli ultimi anni inferiore a 9.000 TJ, mentre il dato del contributo del solare termico è in miglioramento rispetto al 2007, nel 2008 infatti la produzione di calore tramite questa fonte è stata di circa 2.300 TJ, seppure la potenza installata per abitante rimanga inferiore alla media europea<sup>9</sup>.

<sup>7</sup> I dati relativi a questo paragrafo sono il risultato di stime.

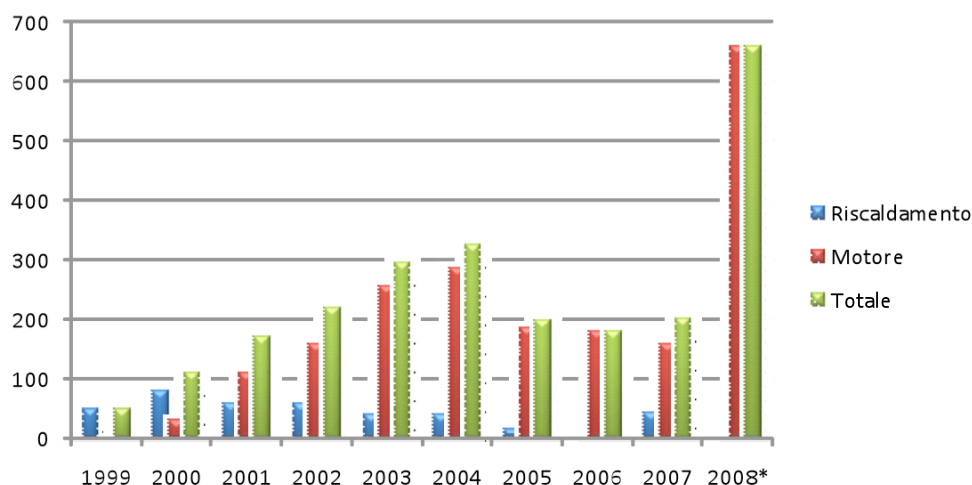
<sup>8</sup> Un'indagine statistica sulle famiglie italiane condotta per conto dell'ENEA nel 2002 ha indicato un consumo corrispondente a circa 14 Mt di legna da ardere di tipo non commerciale (corrispondenti a circa 150.000 TJ); una recente indagine svolta a cura della Regione Lombardia indica per il 2004 un consumo da parte delle famiglie pari a circa 2 Mt (oltre il doppio di quanto rilevato nella stessa regione con l'indagine ENEA del 2002).

<sup>9</sup> In Italia si stima che siano installati circa 27,1 m<sup>2</sup> di collettori solari ogni 1000 abitanti a fronte di valori pari a 475,8 m<sup>2</sup> in Austria e 345,1 m<sup>2</sup> in Grecia e una media di oltre 57,4 m<sup>2</sup> per abitante nei paesi dell'UE-27 (Fonte: EurObserv'ER).

## Biocombustibili

Negli ultimi anni si è verificata una variazione di tendenza nell'utilizzo finale del biodiesel, che è passato dal quasi totale uso per riscaldamento all'attuale tendenza che vede l'utilizzo in autotrazione prevalere su quello per il riscaldamento (figura 4.2).

Figura 4.2 - Produzione lorda di biodiesel per finalità di utilizzo (migliaia di tonnellate)



\* Dati provvisori

Fonte: Ministero Sviluppo Economico

Nel 2008 la produzione di biodiesel per autotrazione corrisponde ad oltre tre volte quella del 2007.

Per il 2008 è stata stimata da tale fonte una sostituzione di energia primaria pari a oltre 23.700 TJ, in netta ripresa rispetto a quella del 2007 (7.272 TJ) e per la prima volta superiore al livello di produzione del 2004. Alla crescita del settore ha contribuito il recente aumento della quota minima vincolante di biocarburanti sul totale dei carburanti fossili immessi in consumo<sup>10</sup> e l'aliquota d'accisa agevolata per i biodiesel.

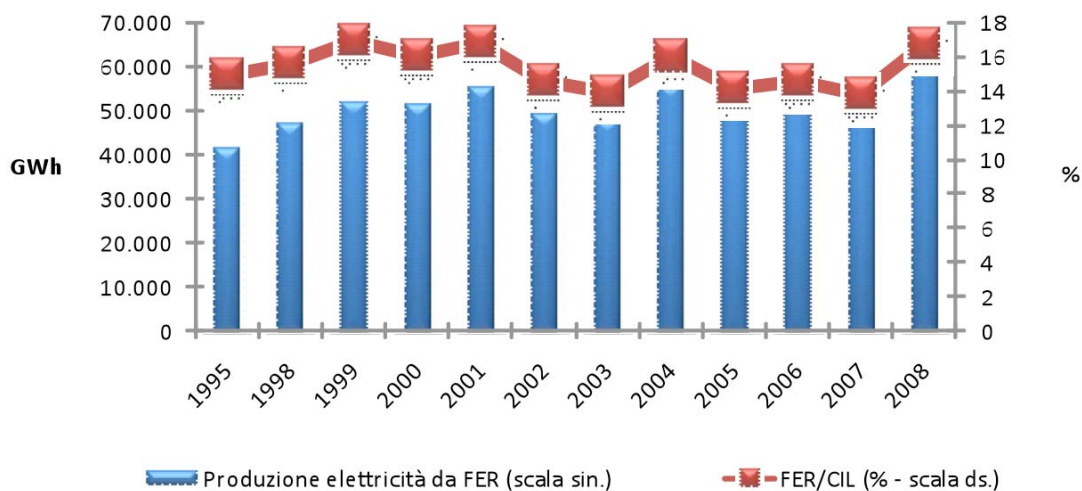
### Produzione di energia elettrica

Nel 2008 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata di quasi 60 TWh, corrispondente al 16,7% del consumo interno lordo (figura 4.3). Il dato del 2008 mostra una produzione nazionale di elettricità nuovamente in crescita (+21%) dopo il calo dell'anno precedente e superiore anche al picco del 2004 (55,7 TWh), registrando inoltre il valore più alto dal 1995. La direttiva 77/2001 per la promozione delle energie rinnovabili nei mercati interni dell'energia elettrica individua per l'Italia un obiettivo indicativo di produzione dell'energia rinnovabile pari al 25% del totale per l'anno 2010. Risulta pertanto utile soffermarsi ad analizzare i dati con l'ottica di evidenziare le criticità del settore nel raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali di sviluppo. Nei dati relativi alla produzione degli ultimi anni è possibile identificare variabili congiunturali, quali la bassa idraulicità, e variabili strutturali riconducibili a sistemi di regolazione ed incentivazione delle energie rinnovabili, non sufficienti ed inefficienti al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo. Inoltre, il progressivo incremento della domanda finale di energia elettrica ha reso più difficile un incremento della quota percentuale delle rinnovabili sul totale, pur in presenza di una crescita della loro produzione.

<sup>10</sup> L'obbligo è fissato al 3% dalla Legge Finanziaria 2008.



Figura 4.3 - Italia: produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Anni 1995-2008

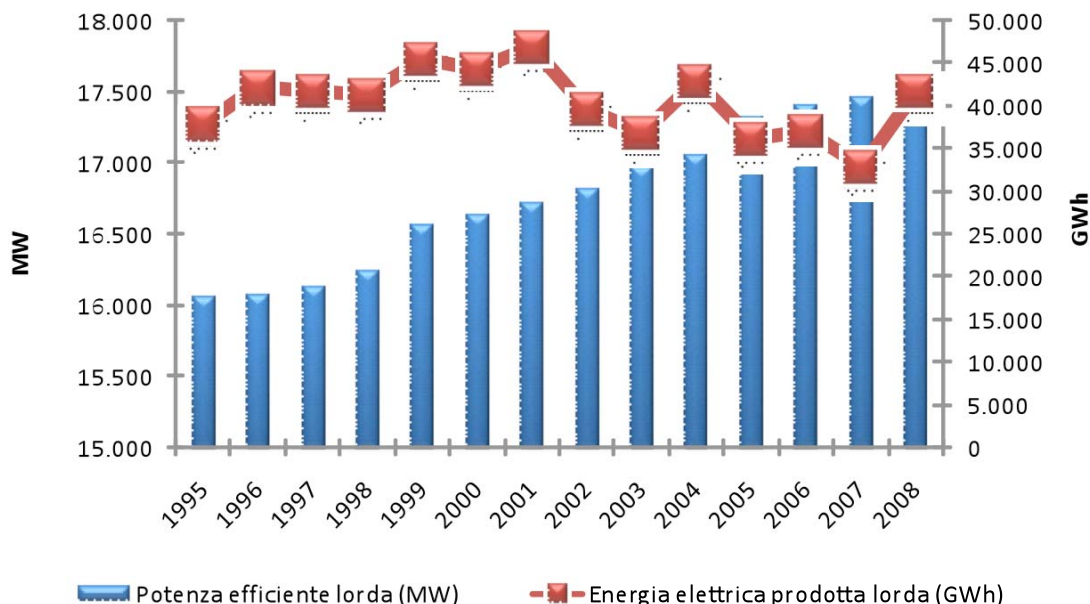


Fonte: elaborazione ENEA su dati Terna ed ENEA

Per quanto riguarda la generazione idroelettrica, che rappresenta circa il 70% della produzione elettrica rinnovabile nazionale, il 2008 è stato un anno di ripresa. Dopo il picco negativo verificatosi nel 2007, la produzione nel 2008 è tornata a crescere (+27%) fino a 41,6 TWh, ma resta comunque al di sotto del livello del 2001 (46,8 TWh) (figura 4.4). La generazione eolica continua la sua crescita, arrivando a quasi 5 TWh nel 2008.

Si evidenzia inoltre la netta crescita del settore fotovoltaico la cui produzione elettrica è passata dai 116 GWh del 2007 a 450 GWh nel 2008 (figura 4.5).

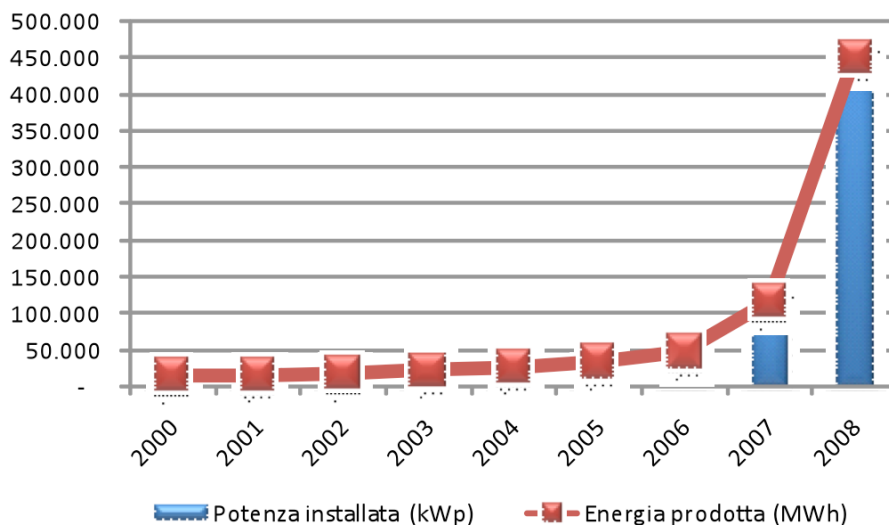
Figura 4.4 - Italia: potenza idroelettrica installata e energia prodotta. Anni 1995-2008



\*Il fattore di carico (o fattore di capacità) è il rapporto tra l'energia prodotta da uno o più impianti in un certo intervallo di tempo e quella che sarebbe stata prodotta se l'impianto o gli impianti avessero funzionato, nello stesso intervallo di tempo, alla potenza nominale.

Fonte: ENEL (1992-1998), GRN (1999-2004), TERNA (2005-2008)

Figura 4.5 - Italia: potenza fotovoltaica installata e energia prodotta. Anni 2000-2008



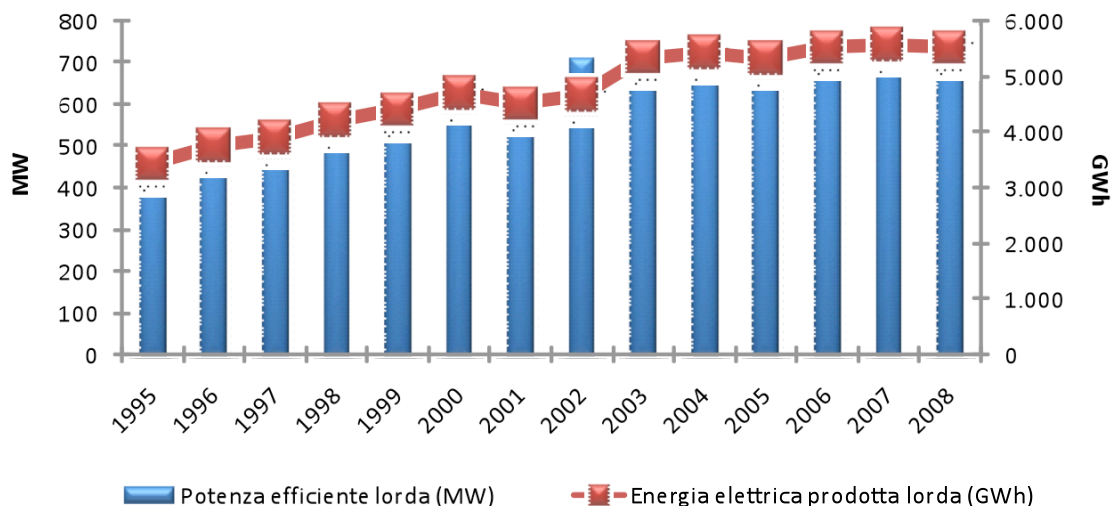
\*Le stime sulla produzione di energia sono state riviste sulla base di differenti ipotesi relative al rendimento dei moduli e alla radiazione solare.

\*\*EurObserv'ER per la potenza degli impianti *off grid*, GSE per la produzione complessiva, stime ENEA per le altre voci.  
Fonte: IEA - PVPS 2009

La generazione geotermica, seconda per importanza nel contributo nazionale con 5,5 TWh (figura 4.6), è risultata sostanzialmente stabile, mentre la generazione da biomassa, biogas e RSU (rifiuti solidi urbani), che dovrebbe sostenere la crescita del contributo delle rinnovabili del nostro paese, ha registrato una crescita molto limitata, pari 0,5 TWh, tra le più basse negli ultimi anni.

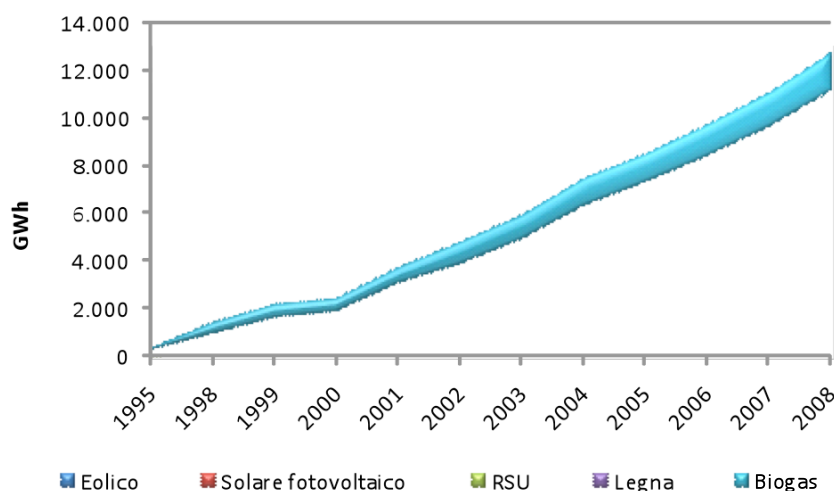
Il dato relativo alle biomasse comprende inoltre la generazione da rifiuti anche non biodegradabili, che sono di fatto esclusi dalla qualificazione di energia rinnovabile ai sensi dell'energia utile al raggiungimento degli obiettivi indicativi della Direttiva 77/2001 (figura 4.7).

Figura 4.6 - Italia: potenza geotermoelettrica installata e energia prodotta. Anni 1995-2008



Fonte: ENEL (1992-1998), GRTN (1999-2004), TERNA (2005-2008)

Figura 4.7 - Italia: elettricità da fonti rinnovabili non tradizionali. Anni 1995-2008



Fonte: elaborazione ENEA su dati Terna ed ENEA

#### 4.1.1 Certificati Verdi

Con il DM 18 dicembre 2008<sup>11</sup>, emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente, si è data attuazione alle norme della legge Finanziaria 2008 (L. 244/2007), riguardanti il nuovo schema di incentivazione dei Certificati Verdi (CV) e l'introduzione di nuovo sistema alternativo di tariffe incentivanti per gli impianti di taglia non superiore a 1 MW.

In particolare, secondo quanto previsto dalla Finanziaria 2008 (art. 2. L. 244/07), la quota di energia rinnovabile da immettere nel sistema elettrico nazionale inizialmente fissata al 2% (D. Lgs. 79/99)<sup>12</sup>, e successivamente modificata dal D. Lgs. 387/03, è stata ulteriormente incrementata per il periodo 2007-2012, stabilendo un incremento annuale di 0,75 punti percentuali<sup>13</sup> (tabella 4.2).

Tabella 4.2 - Valore della quota d'obbligo di energia da fonte rinnovabile dal 2001 al 2012

ANNO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
%	2,00	2,00	2,00	2,35	2,70	3,05	3,80	4,55	5,30	6,05	6,80	7,55

Fonte: GME

<sup>11</sup> DM 18 dicembre 2008, *Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 2, comma 150, legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008)*.

Secondo quanto stabilito dalla Finanziaria 2008, si attende un secondo decreto ministeriale, di competenza del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali, che disciplini il riconoscimento degli incentivi alle biomasse da filiera corta (provenienti cioè da un raggio massimo di 70 km dall'impianto), ai sensi della legge 222 del 29 novembre 2007 (il c.d. collegato alla Legge Finanziaria 2008), a cui spetterebbe una tariffa omnicomprensiva di 0,3 euro a kWh e un coefficiente moltiplicatore per i CV di 1,8.

<sup>12</sup> Secondo quanto previsto dal D. Lgs. 79/99, il meccanismo di incentivazione si basa sull'obbligo imposto, a partire dal 2001, a importatori e/o produttori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota (inizialmente fissata al 2% per ciascun operatore) di quanto prodotto e/o importato da fonti convenzionali, per la parte eccedente la franchigia dei 100 GWhe annui, proveniente da impianti alimentati a fonte rinnovabile.

<sup>13</sup> La Legge 99/09 trasferisce questo obbligo sui soggetti che concludono con Terna contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo.

In applicazione del c. 147 dell'art. 2 della Finanziaria, l'assegnazione dei CV agli impianti entrati in esercizio a partire dal 2008 è determinata infatti attraverso l'assegnazione di coefficienti moltiplicativi differenziati per fonte (tabella 4.3). Il periodo di diritto ai Certificati Verdi, di valore unitario pari a 1 MWh<sup>14</sup>, è pari a 15 anni<sup>15</sup> per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31/12/2007.

In alternativa al rilascio dei Certificati Verdi, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di *potenza nominale media annua non superiore a 1 MW* (0,2 MW per l'eolico), entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2007, viene introdotta la possibilità di accedere, a partire dal 2008 e su richiesta del produttore, a tariffe incentivanti omnicomprensive (*feed-in*) anche in questo caso differenziate per fonte<sup>16</sup> (tabella 4.4). Il valore della tariffa può essere soggetto a revisione ogni tre anni.

Tabella 4.3 - Coefficienti moltiplicativi per il calcolo dei CV a seconda delle fonti utilizzate

Fonte	Coefficiente
Eolica di taglia superiore a 200 kW	1
Eolica <i>offshore</i>	1,5
Geotermia	0,9
Moto ondoso e mareomotrice	1,8
Idraulica diversa da quella del punto precedente	1
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle al punto successivo	1,3
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta*	1,8
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,8

\*Rispetto alla Tabella 2 art. 2, comma 144 della Finanziaria 2008, non è riportato, il punto 7 bis: cogenerazione con "riutilizzo dell'energia termica in ambito agricolo", che in mancanza di ulteriori indicazioni ricade in questo punto.

Fonte: Tabella 2, c. 144, art. 2, Legge Finanziaria 2008, L. 23/07/09 n. 99

<sup>14</sup> Ogni CV ha taglia di 1 MWh, secondo quanto previsto dalla Finanziaria 2008 (c. 147, art. 2, L. 244/07), a modifica del valore di 50 MWh fissato dalla L. 239/04 (comma 87), che a sua volta aveva ridotto la taglia stabilita in principio dal DM 11/11/99 (art. 5.1) di 100 MWh per ciascun certificato.

<sup>15</sup> Il periodo di diritto ha invece durata di 12 anni per gli impianti entrati in esercizio fino al 31/12/2007 e di 8 anni per gli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento e impianti, anche ibridi, alimentati da rifiuti non biodegradabili.

<sup>16</sup> È escluso il fotovoltaico, che beneficia del nuovo conto energia (DM 19/02/2007).

Tabella 4.4 - Tariffa onnicomprensiva per le diverse fonti rinnovabili

Fonte (impianto di potenza nominale media annua < 1MWe)	c€/kWhe
Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
Geotermica	20
Moto ondoso e maremotrice	34
Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi, ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	28
Gas di scarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi, ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	18

Fonte: Tabella 3, c. 145, art. 2, Legge Finanziaria 2008, L. 23/07/09 n. 99

Il decreto prevede inoltre per gli impianti di potenza non superiore a 200 kW l'estensione dell'accesso al servizio di *scambio sul posto*.

Per l'accesso agli incentivi, che non possono essere cumulati con altre tipologie di incentivi, ad esclusione degli impianti da biomasse di filiera, il decreto prevede che sia il Gestore Servizi Elettrici (GSE) a qualificare gli impianti (impianti alimentati a fonti rinnovabili – IAFR) e a determinare l'energia elettrica incentivata, definendo il numero di Certificati Verdi (CV) e la tariffa onnicomprensiva cui si ha diritto.

#### *Mercato*

Dal 2002 al 2005 si è verificata una situazione di eccesso di domanda dei CV, alla quale il GSE ha risposto attraverso una offerta costante di titoli che ha portato i produttori a fissare un prezzo di vendita dei CV pari o di poco al di sotto di quello di riferimento del GSE<sup>17</sup>. Dal 2006 la situazione è invece cambiata, l'offerta ha superato la domanda e si è creata insicurezza sul prezzo di vendita dei CV dei produttori.

A seguito di queste circostanze di mercato, vengono previsti dal DM 18 dicembre 2008:

- per ciascun anno del triennio 2009-2011, la facoltà per i detentori di CV, in scadenza e non ancora venduti, di cedere al GSE quelli relativi alle produzioni degli anni precedenti fino a tutto il 2010.
- un *prezzo di ritiro* riconosciuto dal GSE per tali CV pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro.

Per le richieste presentate entro giugno 2009, il prezzo di ritiro dei CV, corrispondente al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul Mercato del Gestore del Mercato Elettrico (GME) nel triennio 2006-2008, è pari a 98,00 €/MWh, al netto di IVA.

In merito a quest'ultimo punto si segnala quanto previsto dall'art. 12 del Decreto che disciplina la contrattazione dei CV. L'articolo, introducendo l'obbligo per il GME di registrazione dei volumi, prezzi e tipologia anche per i CV scambiati sul mercato *over the counter*, permette di ampliare il volume delle transazioni assunte a riferimento per la determinazione del prezzo di

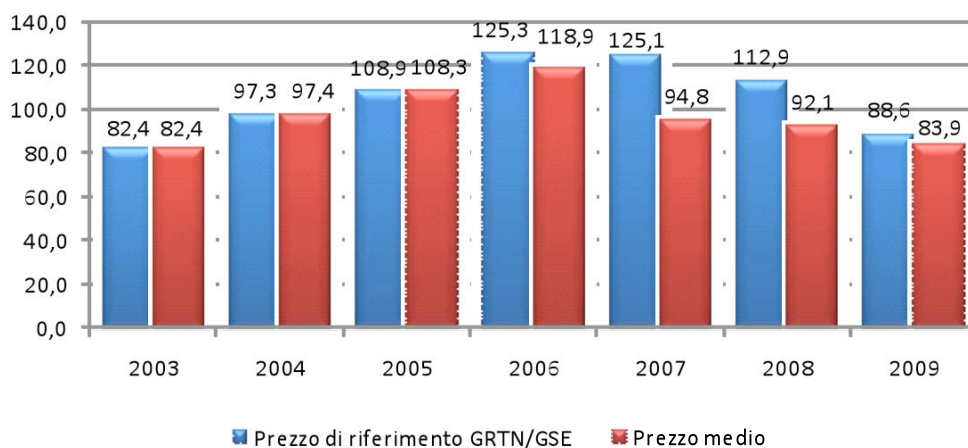
<sup>17</sup> Relazione Annuale 2008 – GME.

ritiro dei CV in scadenza, da parte del GSE, precedentemente calcolato unicamente in base alle operazioni di compravendita sulla piattaforma di scambio del GME.

Relativamente ai titoli invenduti, il produttore alla scadenza può fare richiesta al GSE di procedere al loro ritiro: il prezzo in questo caso viene calcolato come media dei prezzi di vendita dei CV nell'anno precedente.

Resta invece invariata la determinazione del *prezzo di cessione* dei CV di titolarità del GSE, calcolato, secondo quanto stabilito dalla Finanziaria 2008, come differenza tra un valore fisso di 180 €/MWh (valore aggiornabile ogni tre anni, art. 147, L. 244 24/12/2007) e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente, definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (per il 2008 pari 91,34 €/MWh – ARG/elt n.10/09); nel 2009 si determina quindi un valore del CV pari a 88,66 €/MWh al netto di IVA<sup>18</sup>. Nel 2007 il prezzo di riferimento del GSE era più elevato e pari a 112,88 €/MWh) (figura 4.8).

Figura 4.8 - Prezzo di mercato e prezzo di riferimento GSE dei Certificati Verdi



Note: (A) Il calcolo del prezzo medio cumulato include i certificati verdi associati al teleriscaldamento. (B) I dati relativi al 2009 si riferiscono ai primi tre mesi dell'anno. Il calcolo del prezzo medio cumulato include i certificati verdi associati al teleriscaldamento.

Fonte: elaborazione AEEG su dati GSE e GME

Tale prezzo di riferimento assume fondamentale importanza per la determinazione del valore dei prezzi di tutti i CV scambiati in quanto rappresenta il prezzo massimo di mercato nelle transazioni.

Dal 2004 in poi la quantità di CV scambiati nelle transazioni *over the counter*, esterne al mercato organizzato, ha superato quella relativa agli scambi sul mercato del GME. Dal 2006, inoltre, l'eccesso di offerta di titoli che si è verificato ha causato da un lato, uno squilibrio tra i due prezzi dei CV riducendo quello medio cumulato<sup>19</sup> rispetto al prezzo di riferimento del GSE, dall'altro un progressivo calo fino ad esaurimento delle vendite di titoli del GSE. Un parziale riallineamento dei prezzi si è verificato da ottobre 2008 circa a seguito delle aspettative degli operatori sulle modifiche alla normativa dei CV<sup>20</sup>.

<sup>18</sup> Tale prezzo di riferimento è stato determinato fino al 2007 in base alla differenza tra costo medio dell'incentivazione riconosciuta agli impianti CIP6/92, che comprende anche il costo dell'energia, e i proventi derivanti dalla vendita dell'energia stessa.

<sup>19</sup> Il prezzo medio cumulato corrisponde al prezzo medio dei CV con lo stesso anno di riferimento, ponderato per le quantità scambiate sul mercato organizzato dal GME, considerando tutte le sessioni in cui sono stati scambiati.

<sup>20</sup> Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta. AEEG, 2009.

Si riporta infine la ripartizione percentuale dei titoli emessi dal GSE al 2007, nonché l'energia incentivata in GWh, per ciascuna fonte energetica rinnovabile (tabella 4.5).

Tabella 4.5 - Certificati Verdi emessi, commerciabili e spettanti a consuntivo, relativi all'anno 2007 (1 CV = 1 MWh)

Fonte	CV emessi a valle delle richieste		CV emessi al netto delle compensazioni (CV commerciali)		CV spettanti a consuntivo (sulla base della produzione realizzata)		Energia incentivata GWh
	n°	%	n°	%	n°	%	
<b>Idraulica</b>	3.403.227	40%	3.214.665	41%	2.876.453	38%	2.876
<b>Eolica</b>	3.058.748	36%	2.697.298	34%	2.645.191	35%	2.645
<b>Geotermica</b>	820.003	10%	815.553	10%	865.644	11%	866
<b>Biogas</b>	683.338	8%	657.120	8%	715.994	9%	716
<b>Biomasse combustibili</b>	206.563	2%	183.613	2%	191.483	3%	191
<b>Biomasse da rifiuti</b>	156.316	2%	154.016	2%	153.896	2%	154
<b>Biocombustibili liquidi</b>	33.232	0,4%	27.806	0,4%	27.488	0,4%	27
<b>Solare</b>	2.248	0,03%	2.148	0,03%	2.111	0,03%	2
<b>Rifiuti</b>	192.784	2%	183.304	2%	179.940	2%	180
<b>Totale</b>	8.556.459	100%	7.935.523	100%	7.658.200	100%	7.658

Fonte: GSE, Bollettino Fonti Energetiche Rinnovabili 30/06/2008

## 4.2 Il settore elettrico

La struttura del settore elettrico si presta a un'analisi organizzata in due fasi: la prima di lettura del bilancio elettrico e di commento delle tendenze più recenti, la seconda di ricognizione del mercato, con le tendenze seguite dal Prezzo Unico Nazionale e dalle tariffe elettriche. Saranno inoltre brevemente prese in esame anche la potenza installata e la consistenza della rete di trasmissione.

La tabella 4.6 mostra i bilanci elettrici per il 2008 e 2007 e la variazione percentuale relativa ad ogni componente.

Nel 2008 la domanda complessiva di energia elettrica in Italia è stata pari a quasi 340 TWh, attestandosi sui valori del 2007, anno in cui si era già assistito a un forte arresto nel tasso di crescita (+0,7%) rispetto ai tassi sempre superiori a 1,5% registrati nel decennio precedente.

La produzione nazionale ha contribuito al soddisfacimento della richiesta totale per il 94%, mentre il saldo import/export conferma la tendenza a un progressivo miglioramento (40 TWh nel 2008 rispetto ai 46 TWh del 2007).

Tabella 4.6 - Bilancio dell'energia elettrica in Italia. Anni 2008-2007 (GWh)

	2007	2008	Variazione 2008/2007
<b>Produzione lorda</b>	313.888,0	319.129,6	1,7%
- idrica	38.481,3	47.226,5	22,7%
- termica	265.764,2	261.328,4	-1,7%
- geotermica	5.569,1	5.520,3	-0,9%
- eolica	4.034,4	4.861,3	20,5%
- fotovoltaica	39,0	193,0	395,4%
Consumi dei servizi ausiliari	12.589,0	12.065,0	-4,2%
<b>Produzione netta</b>	301.299,0	307.064,5	1,9%
- idrica	37.962,3	46.672,6	22,9%
- termica	254.022,7	250.149,1	-1,5%
- geotermica	5.242,8	5.197,6	-0,9%
- eolica	4.032,3	4.852,4	20,3%
- fotovoltaica	39,0	192,9	395,2%
Destinata ai pompaggi	7.653,6	7.617,7	-0,5%
<b>Produzione destinata al consumo</b>	293.645,5	299.446,9	2,0%
Ricevuta da fornitori esteri	48.930,8	43.432,5	-11,2%
Ceduta a clienti esteri	2.648,1	3.398,4	28,3%
<b>RICHIESTA</b>	339.928,2	339.480,9	-0,1%
Perdite di rete	20.975,7	20.443,7	-2,5%
in percentuale della richiesta	6,2%	6,0%	
<b>CONSUMI</b>	318.952,5	319.037,2	0,03%
Agricoltura	5.659,2	5.669,5	0,2%
Industria	155.804,3	151.366,6	-2,8%
- Manifatturiera di base	71.924,3	70.026,8	-2,6%
- Manifatturiera non di base	65.800,2	63.138,7	-4,0%
Terziario	90.268,5	93.612,2	3,7%
Domestico	67.220,4	68.388,9	1,7%

Fonte: Terna

Il settore che ha maggiormente influito sul calo dei consumi è l'industria (-2,8% rispetto al 2007) che attualmente è quello che assorbe la maggior parte dell'energia richiesta (46%); il settore residenziale (20% dell'energia richiesta) mostra un contenuto incremento dei consumi (1,7% rispetto al 2007). Il terziario rappresenta invece un settore in cui la domanda di energia elettrica registra un tasso di crescita ancora relativamente elevato (+3,7%), seppure ben inferiore rispetto ai periodi precedenti (5,3% tra 2005 e 2004 e 11,3% tra 2005 e 2006); il settore assorbe il 26,5% dell'energia elettrica richiesta.

La dipendenza dall'estero nel soddisfare la richiesta di energia è diminuita del 2% circa, favorita dalla diminuzione delle importazioni per il calo della domanda e dalla piena utilizzazione degli impianti nazionali a ciclo combinato alimentati a gas naturale.

La produzione destinata al consumo ha avuto un aumento del 2%. Si registra in primo luogo una ripresa della produzione idroelettrica (+23%), favorita da un andamento meteorologico più favorevole. La produzione eolica e fotovoltaica ha registrato aumenti rilevanti (+20,5% e +395%, rispettivamente), anche se il loro apporto alla produzione lorda è rimasto modesto (complessivamente pari a 1,6%); diversamente la produzione termoelettrica ha registrato un lieve calo (-1,7%) ed il suo contributo è pari a 81,4%.

Analizzando il ruolo dei diversi combustibili per la generazione termoelettrica, il gas naturale fornisce il contributo principale (67,4%), seguito dai combustibili solidi (15,4%) e dai prodotti petroliferi (7%). Continua la tendenza all'aumento dell'utilizzazione del ciclo combinato e quindi del peso maggiore del gas naturale, accompagnata da una contrazione nell'impiego dei prodotti petroliferi e da un calo più contenuto dei combustibili solidi.

Nel periodo 2007-2008 la potenza efficiente netta installata è passata da 93,6 GW a 98,6 GW, con un incremento in linea con l'aumento registrato negli anni precedenti; dal 2000, la potenza



netta installata ha subito un incremento pari a 18.094 MW, corrispondente a una variazione percentuale del 24%.

L'incremento di potenza ha interessato prevalentemente l'Italia meridionale e insulare (+2,6 GW), con incrementi più rilevanti in Campania, Calabria, Molise e Puglia, e in misura minore l'Italia settentrionale (+2,3 GW). I maggiori incrementi si sono avuti nel parco termoelettrico, ove risultano 3.701 MW in più, con una crescita del 5,3% rispetto al 2007. Aumenti consistenti si sono avuti anche nel settore eolico (+23,3%), corrispondenti a 823 MW. La potenza installata dei pannelli fotovoltaici al 31 dicembre 2008 è risultata pari a 431 MW.

In linea con gli anni precedenti si continua a registrare un rapporto tra la potenza media disponibile e la potenza efficiente netta altamente differenziato per ciascuna tipologia di impianto; nel 2007, esso risulta maggiore per gli impianti geotermici (89%), assume un valore medio per gli impianti termoelettrici e idroelettrici (rispettivamente 68% e 61%) e ha il valore minore per gli impianti eolici e fotovoltaici (22,3%).

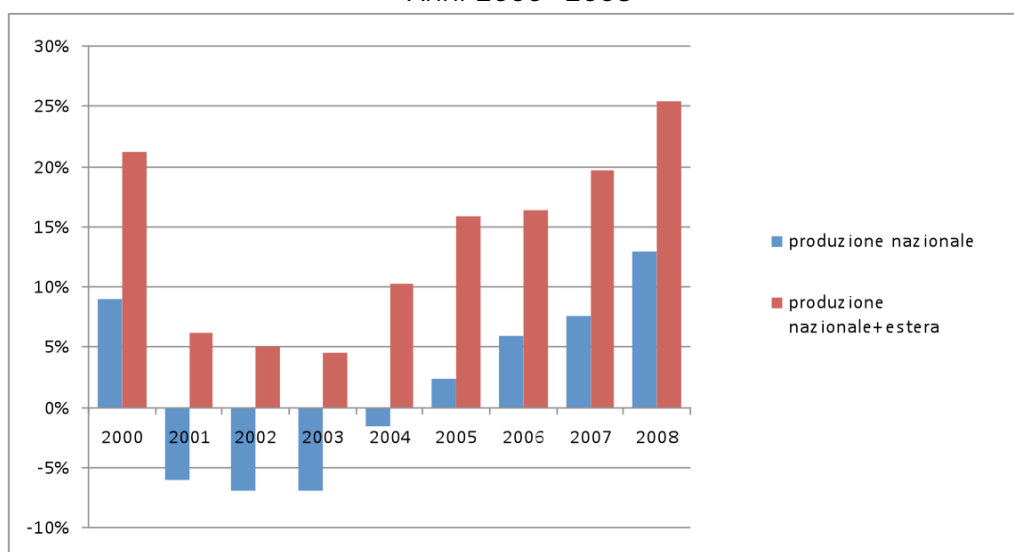
Analizzando l'andamento, a partire dal 1990, della domanda di punta nel periodo invernale ed estivo si ottiene conferma della tendenza alla riduzione della differenza tra i picchi stagionali, fenomeno comune con altri paesi industrializzati.

Nel 2008, la punta massima di potenza richiesta dal sistema elettrico nazionale si è registrata il 26 giugno 2008 alle ore 12, quando ha raggiunto i 55.292 MW, inferiore al massimo storico del 2007 pari a 56.822 MW.

È rilevante sottolineare che nel 2008, come già accaduto nel 2006, il picco estivo ha superato il picco invernale.

La figura 4.9 mostra l'andamento del margine di potenza, calcolato come scostamento percentuale tra potenza media disponibile in Italia e domanda di picco, sia rispetto alla sola potenza nazionale sia considerando anche la potenza massima trasmissibile dall'estero. Emerge chiaramente come nel 2008 la potenza media disponibile alla punta sia stata tale da garantire all'Italia una situazione di sicurezza, contando su un margine rilevante anche facendo affidamento esclusivamente sulla produzione nazionale. Diversamente dal periodo 2001-2004, dal 2005 tale tendenza si è consolidata, innalzando il valore del margine e diminuendo ulteriormente la dipendenza dall'estero.

Figura 4.9 - Margine di potenza per la copertura del carico di punta invernale. Anni 2000- 2008



Fonte: elaborazione su dati Terna

Dopo gli interventi di ampliamento realizzati negli ultimi anni, nel 2008 la rete di trasmissione ha raggiunto una consistenza di 10.518 km di linee a 380 kV, 11.387 km di linee a 220 kV e 22.436 km di linee a 150-132 kV. Dalla seconda metà degli anni 90, il peso delle perdite di rete è rimasto quasi invariato: nel 2008 esse sono state pari al 6% dei consumi, mentre nel 1996 rappresentavano il 6,4% degli stessi.

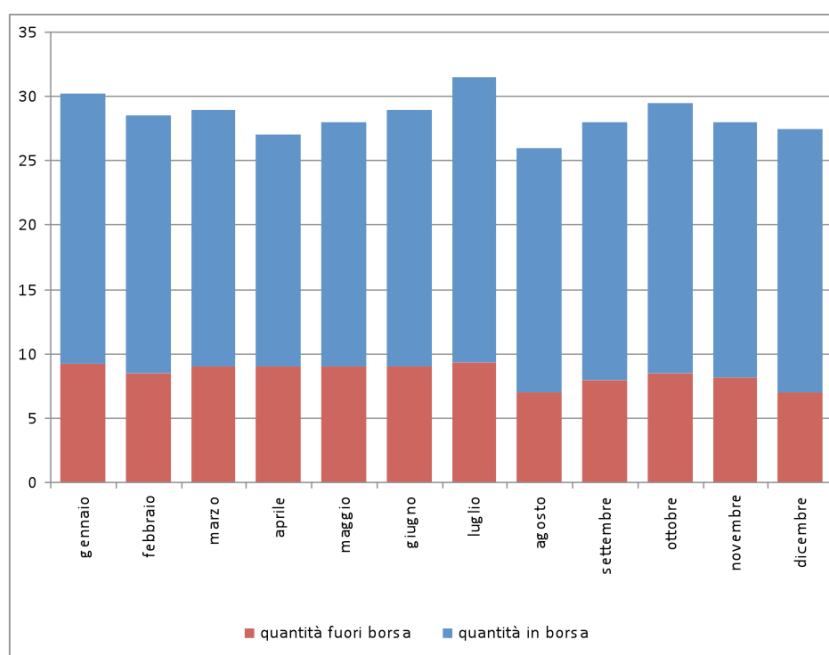
Le strategie di sviluppo relative alle future interconnessioni sono sintetizzate nel Piano di Sviluppo della Rete 2008:

- sulla frontiera nord-orientale le previsioni confermano nel medio-lungo periodo un elevato valore della capacità di trasporto in import;
- sulla frontiera nord-occidentale (Francia e Svizzera) si prevede un ulteriore incremento della capacità di importazione;
- nel Nord Africa (Tunisia), a seguito dell'accordo tra il Ministero dello Sviluppo Economico italiano e il Ministero dell'Industria e dell'Energia tunisino del 27 giugno 2007, è prevista la realizzazione di una centrale da 1.200 MW, due terzi dei quali destinati all'esportazione verso l'Italia;
- nell'area del Sud-Est Europa è previsto un aumento della capacità disponibile nel medio-lungo periodo, fattore che costituirebbe un'opportunità di accesso diretto ai mercati dell'Europa sud-orientale, riducendo il percorso dei transiti in import.

L'andamento del contributo percentuale dei principali operatori alla produzione nazionale lorda mostra una sostanziale stabilità della quota di mercato del gruppo ENEL (31,8%) rispetto al 2007 ed un calo delle quote per i gruppi Edison, Eni, Edipower e E.On a favore di altri operatori presenti sul mercato.

Nel 2008 si è avuto un aumento della quantità di energia elettrica oggetto delle operazioni in borsa (+4,8% rispetto all'anno precedente), che è stata pari a 232,6 TWh (figura 4.10). La tendenza all'aumento della liquidità media è dovuto principalmente alla crescita delle transazioni, sia vendita che acquisti, da parte di operatori diversi da quelli istituzionali. Parte dell'aumento dei volumi scambiati in borsa è riconducibile anche all'incremento delle transazioni sulle zone estere.

Figura 4.10 - Volumi scambiati sul mercato del giorno prima nel 2008 (TWh)



Fonte: AEEG

A partire dal 1 luglio 2007 è stata data la facoltà a tutti i clienti finali di scegliere la controparte contrattuale per la fornitura di energia elettrica. In precedenza, al mercato libero potevano accedere solo i clienti idonei (definiti a partire dal 1 luglio 2004 come i clienti non domestici); i clienti vincolati erano invece riforniti dal distributore locale sulla base delle tariffe fissate dall’Autorità e l’energia loro destinata era acquistata sul mercato all’ingrosso dall’Acquirente Unico.

Con la legge n. 125 del 12 agosto 2007 sono stati anche istituiti il servizio di maggior tutela e di salvaguardia; al servizio di maggior tutela sono ammessi i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero, mentre il servizio di salvaguardia riguarda i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio precedente e che non dispongono di un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero.

Conseguentemente a tali cambiamenti, i dati sulla ripartizione del totale di energia elettrica venduta tra mercato libero e vincolato non sono più confrontabili a partire dal 2007 per la presenza dei due nuovi mercati di “maggior tutela” e “salvaguardia” (tabella 4.7).

*Tabella 4.7 - Struttura del mercato finale della vendita. Anno 2008 (GWh)*

Mercato di maggior tutela	89.288
Mercato di salvaguardia	12.820
Mercato libero	181.370
Mercato totale	283.478

Fonte: AEEG

Le vendite del mercato libero assieme a quello di salvaguardia nel 2008 hanno raggiunto una quota del 70% dei volumi del mercato totale (283.478 GWh) e del 9% della clientela. I volumi sono stati di 89.288 GWh per il mercato di maggior tutela, 12.820 GWh per quello di salvaguardia e 181.370 GWh per quello libero.

Il principale operatore nella vendita finale è il gruppo ENEL che possiede una quota del 47% circa del mercato, dovuta essenzialmente alle vendite a clienti domestici. A seguire Edison con una quota del 8%, A2A e Eni entrambe con il 6% e Electrabel/Acea con il 5%.

Nel 2008 il prezzo medio di acquisto sul mercato del giorno prima (Prezzo Unico Nazionale, PUN) è stato pari a 86,99 €/MWh, in aumento del 22,5% (+16 €/MWh) rispetto all’anno precedente.

Questa crescita è stata determinata dal consistente aumento delle quotazioni dei combustibili sui mercati internazionali e dei costi per la generazione di energia elettrica.

Nel mese di ottobre 2008 il prezzo medio d’acquisto ha avuto un incremento del 41,8% rispetto all’anno precedente, raggiungendo il massimo storico di 99,07 €/MWh in conseguenza della salita delle quotazioni di costo del combustibile. Crisi economica internazionale e riduzione delle quotazioni dei combustibili fossili hanno invece determinato un calo del PUN negli ultimi due mesi del 2008 (figura 4.11).

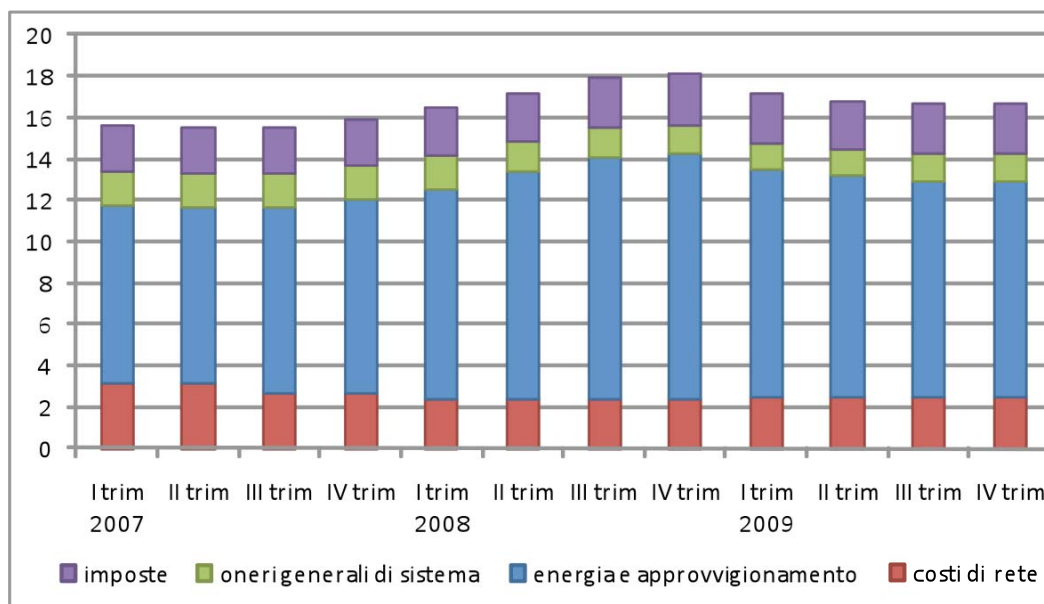
Figura 4.11 - Andamento del Prezzo Unico Nazionale (€/MWh)



Fonte: AEEG

Nella figura 4.12 sono riportate le tre componenti principali della tariffa elettrica: costi di generazione, oneri generali e costi fissi. Dal terzo trimestre 2007 devono essere considerate anche condizioni economiche medie per le classi di clienti rientranti nel regime di maggior tutela (clienti domestici e piccole imprese), comprensive delle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica. Quindi a partire dal terzo trimestre 2007, è possibile un confronto solo parziale delle componenti tariffarie relative alla copertura dei costi di trasporto e di misura e agli oneri generali di sistema.

Figura 4.12 - Andamento del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo (3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo - c€/KWh)



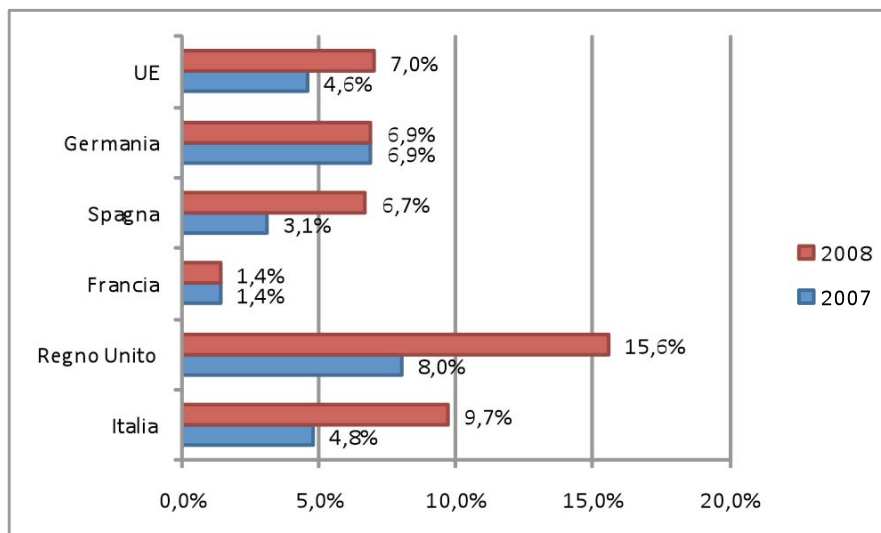
Fonte: AEEG

Dopo il valore minimo di 10,04 c€/kWh, il valore della tariffa ha proseguito la sua tendenza al rialzo: l'accelerazione del tasso di crescita è sicuramente un riflesso dell'andamento dei mercati petroliferi e degli altri combustibili di generazione. È probabile che la ristrutturazione e il processo di liberalizzazione del settore elettrico abbiano comunque contribuito a ridurre la

portata dell'impatto delle tensioni dei mercati petroliferi sulle tariffe elettriche. L'Autorità, nella Relazione Annuale 2009, ha evidenziato come dal 1999 al 2009 il prezzo complessivo del kilowattora (pagato dal consumatore domestico tipo) ha subito un aumento di circa il 65%, a fronte di un prezzo del petrolio che si è quadruplicato (in euro in termini nominali).

Nel quarto trimestre del 2008 è stato raggiunto il livello più alto dei prezzi del biennio 2007-2008, iniziati a salire gradualmente dal terzo trimestre del 2007. Successivamente i prezzi, dal primo trimestre 2009, hanno ricominciato a scendere nonostante si mantengano superiori dell'8% circa rispetto ai livelli di due anni prima.

Figura 4.13 - Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica in Europa



Fonte: elaborazione AEEG su dati Eurostat

Analizzando l'andamento del prezzo dell'energia elettrica in Italia e nei principali paesi europei (figura 4.13), rispetto ad una variazione nel 2007 per l'Italia (4,8%) simile a quella dell'Unione Europea (4,6%), nel 2008 l'aumento del prezzo in Italia (9,7%) è stato il peggiore dopo quello del Regno Unito (15,6%). Germania e Spagna hanno mostrato una variazione sostanzialmente allineata a quella UE (7%), mentre la Francia è il paese dove l'aumento è stato il minore di tutti (1,4%).

In linea di massima i maggiori prezzi italiani sono da ricondurre al peso del carico fiscale: le tariffe elettriche italiane continuano infatti a risultare più elevate della media europea, sia per l'utenza industriale che domestica, ad eccezione del caso delle utenze domestiche a basso consumo. Sicuramente hanno un ruolo anche il basso valore dell'efficienza media degli impianti (nonostante il processo di efficientamento in corso) ed il mix dei combustibili, molto sbilanciato verso gli idrocarburi, che hanno un alto costo per unità termica fornita.

## 4.3 Le fonti fossili

### 4.3.1 Petrolio

#### *Il quadro d'insieme*

Nel 2008 la disponibilità di petrolio greggio e prodotti petroliferi è scesa al di sotto dei 110 milioni di tonnellate (tabella 4.7).

L'offerta è coperta prevalentemente da importazioni (poco meno di 103 milioni di tonnellate tra greggio, semilavorati e prodotti finiti) e solo in minima parte dalla produzione interna (6,8 milioni di tonnellate, considerando il ricorso alle scorte strategiche e commerciali).

L'ammontare di produzione e importazioni è stato destinato al consumo interno (oltre 80 milioni di tonnellate) e in buona percentuale alle esportazioni (29 milioni di tonnellate, prevalentemente prodotti lavorati).

Il sistema petrolifero nazionale si caratterizza attualmente per la forte dipendenza dalle importazioni di greggio ma, contemporaneamente, anche per la competitività sui mercati internazionali dei prodotti e per la grande capacità di trasformare ingenti volumi di petrolio greggio.

Tabella 4.7 - Bilancio petrolifero 2008 (migliaia di tonnellate)

Disponibilità		Utilizzo	
Greggio nazionale e condensati da gas	5.226	Consumi	80.253
Import. di greggio (**)	82.432	Esportazione (*)	29.082
Import. di semilavorati	7.034		
Import. di prodotti finiti	13.074		
Da scorte	1.569		
<b>Totale</b>	<b>109.335</b>	<b>Totale</b>	<b>109.335</b>

(\*\*) Comprende le importazioni di greggio per conto committente estero

(\*) Comprende le riesportazioni di prodotti ottenuti da lavorazioni del greggio importato per conto committente estero

Fonte: Unione Petrolifera su dati MAP e Istat

#### *Produzione, esplorazione e riserve*

Nel 2007 la produzione nazionale di petrolio greggio è scesa a 5,2 milioni di tonnellate, registrando un allontanamento dal massimo valore storico di produzione (6,1 milioni di tonnellate nel 2005) (tabella 4.8). Il rilancio della produzione nazionale, dopo un lungo periodo di stagnazione attorno ai 5-5,5 milioni di tonnellate l'anno, è dovuto all'apporto dei giacimenti della Val d'Agri che hanno raggiunto un livello di circa 90.000-100.000 barili/giorno. Gran parte della produzione nazionale (90%) proviene dalle coltivazioni di giacimenti a terra, a fronte di un 10% che proviene da giacimenti a mare (soprattutto Zona B e Zona C, medio Adriatico e Sicilia sud-occidentale, rispettivamente), che però fa registrare una preoccupante contrazione dei livelli di produzione.

La produzione a terra si concentra prevalentemente in Basilicata (75% della produzione nazionale) e si stima che, con l'entrata in produzione dei giacimenti di Tempa Rossa, la Regione potrebbe aggiungere un apporto di circa 50.000 barili/giorno, a partire dal 2011<sup>21</sup>. Nel complesso, due terzi della produzione (sia a terra che offshore) si concentra nelle Regioni del Mezzogiorno.

Le attività di esplorazione (nel 2008, 7 pozzi a terra e 3 in mare, per un valore medio di profondità verticale pari a 1.400 metri), fanno registrare l'appiattimento sui modesti valori degli ultimi cinque anni, confermando il pessimismo degli operatori circa le aspettative di ritorno sugli investimenti nelle attività estrattive.

<sup>21</sup> Il Protocollo d'Intesa tra MSE, Regione Basilicata e i titolari della concessione per i giacimenti di Tempa Rossa è stato definitivamente approvato alla fine del 2006.

Tabella 4.8 - Produzione di petrolio greggio per Regioni e zone marine (migliaia di tonnellate)

	2008	2007	2006	2005
PIEMONTE	165,1	108,1	140,2	214,7
EMILIA-ROMAGNA	34,0	35	36,3	42,8
<b>ITALIA SETTENTRIONALE</b>	<b>199,1</b>	<b>143,1</b>	<b>176,5</b>	<b>257,4</b>
LAZIO	0,2	0,2	0,3	0,2
MOLISE	26,1	26,1	28,5	30
<b>ITALIA CENTRALE</b>	<b>26,3</b>	<b>26,4</b>	<b>28,8</b>	<b>30,2</b>
BASILICATA	3930,4	4360,8	4312,7	4386
<b>ITALIA MERIDIONALE</b>	<b>3930,4</b>	<b>4360,8</b>	<b>4312,7</b>	<b>4386</b>
SICILIA	530,0	543,7	539,1	642,7
<b>ITALIA INSULARE</b>	<b>530,0</b>	<b>543,7</b>	<b>539,1</b>	<b>642,7</b>
<b>TOTALE Terraferma</b>	<b>4685,8</b>	<b>5073,9</b>	<b>5057,1</b>	<b>5316,4</b>
Mare - Zona A	0	0	0	0
Mare - Zona B	376,7	467,3	331,9	341,6
Mare - Zona C	157,3	296,7	309,2	307,3
Mare - Zona D	0	0	0	0
Mare - Zona F	0	0	59,3	118,8
<b>TOTALE Mare</b>	<b>534,0</b>	<b>764,0</b>	<b>700,4</b>	<b>767,7</b>
<b>TOTALE Generale</b>	<b>5219,8</b>	<b>5837,9</b>	<b>5757,5</b>	<b>6084,1</b>

Fonte: MSE

Nonostante la scarsa dinamica delle attività di esplorazione, le riserve recuperabili<sup>22</sup> valutate al 31/12/2008 si stimano in circa 129 milioni di tonnellate, valore superiore a quello dell'anno precedente di circa l'11%. Rispetto al precedente anno si fa rilevare il dato relativo alle riserve accertate, che risulta in diminuzione in terraferma (circa -4,5%) sostanzialmente per il mancato apporto di nuovi giacimenti produttivi, ed in forte aumento (quasi triplicato) in mare per le zone C e B.

#### Importazioni ed esportazioni

Nel 2008 sono stati importati 82,4 milioni di tonnellate di greggio, a fronte degli 88,2 milioni di tonnellate importati nell'anno precedente.

I flussi di importazione del 2008, relativamente alle diverse aree di provenienza, danno le seguenti indicazioni (tabella 4.9):

- le provenienze dall'area ex-URSS coprono il 25,6% delle importazioni nazionali di greggio (oltre 21 milioni di tonnellate);
- le importazioni dai paesi dell'Africa contribuiscono per il 38,6% al fabbisogno nazionale (32 milioni di tonnellate);
- i volumi in arrivo dal Medio Oriente, circa 26,5 milioni di tonnellate, rappresentano il 32% del totale. Si fa notare che la quota delle importazioni dal Medio Oriente nel 1980 rappresentava il 58,9% del totale;
- le provenienze dal Mare del Nord si attestano sui 2,8 milioni di tonnellate con un contributo pari al 3,4% del totale;
- la Libia si è confermata nel 2008 come il maggior fornitore dell'Italia, con 24,5 milioni di tonnellate, seguita dalla Russia (12,3 milioni di tonnellate), dall'Iraq (circa 9 milioni di tonnellate), dall'Iran (8 milioni di tonnellate) e dall'Arabia Saudita (7,8 milioni di tonnellate);
- le importazioni da paesi di area OPEC raggiungono il 63,9% del fabbisogno totale.

<sup>22</sup> Le Riserve recuperabili sono stimate come somma delle Certe + 50% delle Probabili + 20% delle Possibili (MAP, Rapporto Annuale 2008 "Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia").

Tabella 4.9 - Italia: importazioni di petrolio greggio. Anni 2008 e 2007 (migliaia di tonnellate)

	2008		2007	
	Quantità	%	Quantità	%
<b>Medio Oriente</b>	26,4	32,0	27,9	31,6
- di cui Iraq	8,9		8,4	
<b>Africa</b>	31,9	38,6	32,1	36,4
- di cui Libia	24,5		25,8	
<b>Ex URSS</b>	21,1	25,6	24,9	28,2
- di cui Russia	12,3		16,5	
<b>Altre provenienze</b>	3,1	3,8	3,3	3,8
<b>Totale</b>	<b>82,4</b>	<b>100,0</b>	<b>88,2</b>	<b>100,0</b>
- di cui OPEC	52,7	63,9	54,3	61,6

Fonte: Unione Petrolifera

Per quanto riguarda le esportazioni, nel 2008 greggio, semilavorati e prodotti finiti hanno interrotto il profilo di crescita che durava da alcuni anni, portandosi a 29,1 milioni di tonnellate (-6,4% rispetto al 2007). I quantitativi più rilevanti riguardano il gasolio, le cui esportazioni si attestano su quasi 10 milioni di tonnellate, e la benzina (9,2 milioni di tonnellate) (tabella 4.10).

Tabella 4.10 - Italia: esportazioni di prodotti petroliferi. Anni 2007 e 2008 (migliaia di tonnellate)

	2008		2007	
	Quantità	%	Quantità	%
GPL	454	1,6	573	1,8
Benzine	9.162	31,5	9.388	30,2
Virgin Naphta	633	2,2	588	1,9
Carboturbo e Petrolio	214	0,7	443	1,4
Gasolio	9.982	34,3	10.179	32,7
Olio combustibile	3.503	12,0	4.884	15,7
Lubrificanti	871	3,0	930	3,0
Bitume	1.198	4,1	984	3,2
Altri	920	3,2	1.120	3,6
<b>Totale prodotti (*)</b>	<b>26.937</b>	<b>92,6</b>	<b>29.089</b>	<b>93,5</b>
Semilavorati e greggio	2.145	7,4	2.017	6,5
<b>Totale prodotti, semilavorati e greggio</b>	<b>29.082</b>	<b>100,0</b>	<b>31.106</b>	<b>100,0</b>
di cui: in conto committente estero	257	0,9	128	0,4

(\*) comprese le esportazioni del settore petrolchimico

Fonte: Unione Petrolifera su dati MAP e ISTAT

### I prezzi

Nel 2008 il costo medio annuo del greggio importato ha subito un incremento del 2,9% rispetto al 2007, passando da 377 a 486 euro/tonnellata. Su tale incremento ha influito principalmente il maggior costo all'origine, solo in minima parte compensato dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (tabella 4.11). Nel 2009, il crollo della domanda derivante dalla crisi economica globale ha influito sulle quotazioni del greggio, tornate all'incirca sui livelli del 2005.



Tabella 4.11 - Italia: costo del greggio importato. Anni 2004-2009 (\$/t e €/t)

Anno	Cambio	Quantita'	FOB (\$/T)	FOB (\$/T)	FOB (\$/T)	CIF (\$/T)	CIF (€/t)	Grado	
	Euro/\$	000/Tonnellate	Importo	Nolo+Ass	Totale	Totale	Totale	Api	Zolfo
(*) 2009	0,7	63,3	<b>429,9</b>	5,7	435,5	<b>436,5</b>	315,6	33,7	1,1
2008	0,7	79,6	<b>701,3</b>	11,0	712,3	<b>711,8</b>	486,1	34,0	1,1
2007	0,7	86,0	<b>505,6</b>	8,3	513,8	<b>515,4</b>	376,8	33,6	1,2
2006	0,8	83,4	<b>447,6</b>	9,1	456,7	<b>460,0</b>	366,2	34,1	1,2
2005	0,8	85,3	<b>369,4</b>	8,4	377,8	<b>379,9</b>	306,6	34,2	1,3
2004	0,8	82,8	<b>258,9</b>	9,9	268,8	<b>269,0</b>	216,8	34,2	1,2

(\*) I dati dell'anno 2009 sono disponibili fino al mese di novembre.

Fonte: elaborazione su dati MSE e UP

Le variazioni percentuali rispetto al 2007 dei prezzi al consumo nel 2008, espressi come valori medi ponderati nell'anno, sono le seguenti:

- benzina senza piombo + 6,3%
- gasolio autotrazione + 15,4%
- gasolio riscaldamento + 9,8%
- olio combustibile Btz - 30,5%

Gli aumenti dei prezzi medi al consumo del 2008, pari questi ultimi a 1,381 euro/litro per la benzina senza piombo ed a 1,343 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<sup>23</sup>.

#### La raffinazione

La capacità di raffinazione italiana, a seguito delle attività di potenziamento dei principali impianti, è aumentata nel 2008 a quasi 103 milioni di tonnellate (dai 100,2 milioni di tonnellate su cui si era assestata a partire dagli anni 90). Il grado di utilizzazione degli impianti, vicino al limite di pieno utilizzo per molti anni, è calato al 92% nel 2008 a seguito sia dell'incremento di capacità che della diminuzione delle lavorazioni complessive delle raffinerie, attestatesi a 94,6 milioni di tonnellate (100,7 milioni di tonnellate nel 2007, tabella 4.12).

Le quantità di greggio offerte negli ultimi anni sul mercato sono caratterizzate prevalentemente da alta densità ed alto tenore di zolfo, qualità che non si prestano ai cicli di lavorazione per la produzione di benzine e gasoli secondo gli specifici standard di qualità europei. Il 1° gennaio 2005 sono entrati in vigore i limiti della Direttiva 2003/17/CE che impone una restrizione al tenore massimo di zolfo nei carburanti; ulteriori restrizioni sono programmate per il 2009. Per tenere conto di queste nuove specifiche in materia di zolfo, il sistema di raffinazione si è dotato di nuovi impianti idonei a produrre le nuove qualità di carburanti. La capacità di desolforazione (dati dell'Unione Petrolifera) è oggi pari a 45,2 milioni di tonnellate/anno rispetto ai 25,8 milioni di tonnellate/anno del 1995 (+75,2%).

<sup>23</sup> L'accisa sul gasolio per autotrazione ha subito una maggiorazione di 0,3 centesimi di euro/litro a partire dall'ottobre 2007.

Tabella 4.12 - L'attività delle raffinerie (Mt)

	1990	1995	2000	2005	2007	2008
Lavorazioni	89,7	87,5	94,2	100,9	100,7	94,6
greggio nazionale	4,0	5,1	4,5	5,5	4,6	4,2
greggio estero	73,8	73,4	82,9	88,7	88,4	82,8
semilavorati di importazione	11,9	9,0	6,8	6,7	7,7	7,6
Altri semilavorati, additivi/ossigenati, Btz, metano	4,0	3,5	3,8	5,6	4,7	5,1
<b>Totale materia prima trattata</b>	<b>93,7</b>	<b>91,0</b>	<b>98,0</b>	<b>106,5</b>	<b>105,4</b>	<b>99,7</b>
di cui conto committenti esteri	11,8	3,3	6,7	3,9	2,2	2,8
<b>Capacità di raffinazione (*)</b>	<b>107,0</b>	<b>98,9</b>	<b>100,2</b>	<b>100,2</b>	<b>106,3</b>	<b>102,9</b>
<b>% di utilizzazione (**)</b>	<b>84,0</b>	<b>88,0</b>	<b>94,0</b>	<b>100,0</b>	<b>95</b>	<b>92</b>

(\*) Capacità (a fine anno) supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzina e gasolio secondo specifica.

(\*\*) Riferita al totale lavorazioni.

Fonte: Unione Petrolifera

### Porti e infrastrutture portuali

Gli arrivi di greggio in Italia nel 2008 sono avvenuti attraverso una quindicina di porti, con una forte polarizzazione nei quattro porti maggiori (tabella 4.13).

Le movimentazioni maggiori ammontano a 20 milioni di tonnellate/anno nelle acque di Siracusa (porti di Augusta e Priolo), 14,5 milioni a Cagliari, 35,6 milioni a Trieste. Il traffico nel porto di Genova, in crisi dopo la chiusura del tratto Genova-Ingolstadt dell'oleodotto CEL (*Central European Line*), ha ripreso a crescere fino ai quasi 15 milioni di tonnellate attuali.

Gli altri porti nazionali hanno un'importanza marginale.

La tendenza alla polarizzazione è un tratto comune dell'area mediterranea, indotto dalla inadeguata disponibilità di attrezzature necessarie per la ricezione e il trattamento delle zavorre oleose e dei residui di scarico, in molti casi addirittura assenti.

La situazione dei porti e dei terminali petroliferi mediterranei presenta elementi di rischio in relazione soprattutto all'elevato volume di traffico che interessa il carico e lo scarico di idrocarburi nell'insieme della rete portuale e la forte concentrazione di questo nei porti di maggiore capacità.

In relazione a quest'ultimo problema, è opportuno segnalare come l'Alto Adriatico stia diventando un crocevia nevralgico della movimentazione di greggio e di prodotti petroliferi, per la presenza del maggior porto petrolifero italiano, di numerose strutture portuali, raffinerie, depositi di prodotti petroliferi e strutture offshore in Slovenia e Croazia.

Tabella 4.13 - Gli arrivi di greggio nei porti italiani (Mt)

	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008
Augusta	11.010	12.390	14.200	14.530	14.020	14.650	14.090
Cagliari	12.050	12.130	13.200	14.605	13.990	14.645	15.495
Falconara	2.850	3.340	3.300	3.365	3.335	3.525	3.520
Fiumicino	3.310	3.680	3.580	4.030	4.170	3.645	4.095
Gela	3.570	3.840	2.590	2.050	2.255	2.480	2.710
Genova-Multedo (*)	20.320	18.600	14.160	15.605	15.530	15.020	14.720
La Spezia	130	5	-	-	-	-	-
Livorno	3.700	3.175	3.710	4.240	4.010	4.665	4.175
Milazzo	4.400	4.730	6.910	7.385	7.450	7.590	6.680
Napoli	3.620	-	-	-	-	-	-
Priolo	6.600	8.550	8.850	11.145	8.285	8.345	5.805
Ravenna	270	235	60	40	140	140	135
Savona-Vado Ligure	5.050	5.790	6.490	7.235	7.675	7.460	6.960
Taranto	3.305	3.405	2.530	1.420	1.865	2.225	995
Trieste (**)	25.865	27.190	34.520	36.990	36.820	33.590	35.650
Venezia Porto Marghera	4.210	4.940	5.600	5.760	6.575	6.370	5.580
<b>Totale</b>	<b>110.260</b>	<b>112.000</b>	<b>119.700</b>	<b>128.400</b>	<b>126.120</b>	<b>124.350</b>	<b>120.610</b>

(\*) Compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto CEL fino al 1996 (dal 1997 chiuso il tratto Genova Ingolstadt). (\*\*) Compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL.

Fonte: Unione Petrolifera

### 4.3.2 Gas naturale

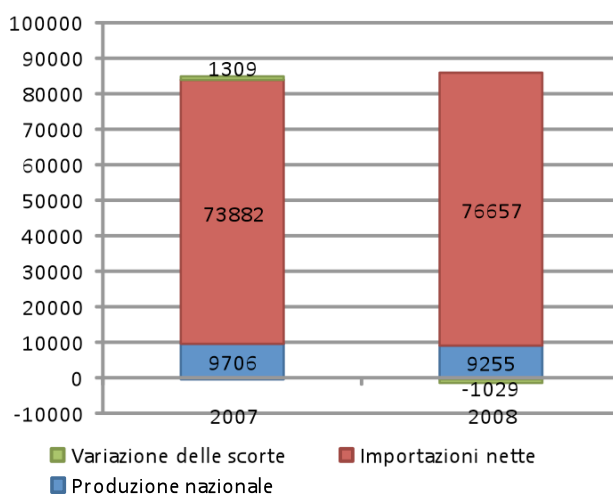
#### Il quadro d'insieme

Nel corso del 2008 la domanda di gas si è aggirata intorno a 85 Gm<sup>3</sup> come nel 2007, subendo una piccola diminuzione (-0,02%) nonostante il clima piuttosto rigido. La causa principale di questa sostanziale stabilità dei consumi è da ricercarsi negli effetti prodotti dalla crisi economica in corso, a differenza del dato dell'anno precedente rimasto invece invariato essenzialmente a causa delle condizioni climatiche particolarmente favorevoli che si sono avute.

Continua inoltre il trend in calo della produzione nazionale, che è passata da 9,7 Gm<sup>3</sup> nel 2007 a 9,3 Gm<sup>3</sup> nel 2008, mentre le importazioni, a differenza del precedente anno, sono salite nel 2008 da 73,9 Gm<sup>3</sup> a 76,9 Gm<sup>3</sup>, facendo registrare un aumento del 3,9%. Anche le esportazioni sono in aumento nel 2008 ad un livello di 210 Mm<sup>3</sup> rispetto a 68 Mm<sup>3</sup> del 2007. Gli stoccaggi registrati nel corso del 2008 sono ammontati a circa 1,5 Gm<sup>3</sup>.

Complessivamente la situazione italiana relativamente al gas immesso in rete è di un 11% di produzione nazionale e di un 89% di importazioni nette (figura 4.14).

Figura 4.14 - Immissioni in rete nel 2007 e nel 2008 Mm<sup>3</sup>



Note: (A) Per il 2008 dati preconsuntivi.

Fonte: MSE

Anche nel 2008 il principale fornitore di gas è l'Algeria, da cui proviene il 33,8% del fabbisogno di gas totale. Da questo paese il gas arriva principalmente via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo e in misura minore via nave, rigassificato presso l'impianto di Panigaglia.

Le importazioni dalla Russia arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia e coprono il 32% delle importazioni complessive.

La Libia è divenuto il terzo più importante paese di origine delle importazioni di gas in Italia, con una quota del 12,8% nel 2007.

Le importazioni da Nord Europa, Paesi Bassi e Norvegia, con quote rispettivamente del 10,4% e 6,9%, arrivano in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (presso il confine svizzero).

Il restante 4,1% del gas importato proviene da altri paesi (figura 4.15).

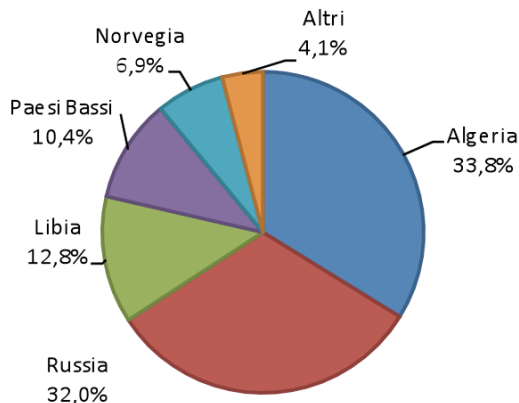
Nel 2008 presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia sono stati rigassificati e immessi in rete circa 1,6 Gm<sup>3</sup> dei volumi di importazione dall'Algeria.

Eni, che contribuisce alla produzione interna netta con una quota di quasi l'82%, è un operatore decisivo anche nel segmento della filiera delle importazioni con una quota pari al 61,5% del totale e ben distanziata dagli altri operatori.

Al secondo posto si collocano infatti le importazioni di ENEL Trade SpA, pari al 13,1% del totale, seguite da quelle di Edison (9,7%).

I primi tre soggetti importatori risultano acquisire più dell'80% del gas naturale importato in Italia.

Figura 4.15 - Importazioni di gas naturale per paese di provenienza. Anno 2008



Fonte: MSE

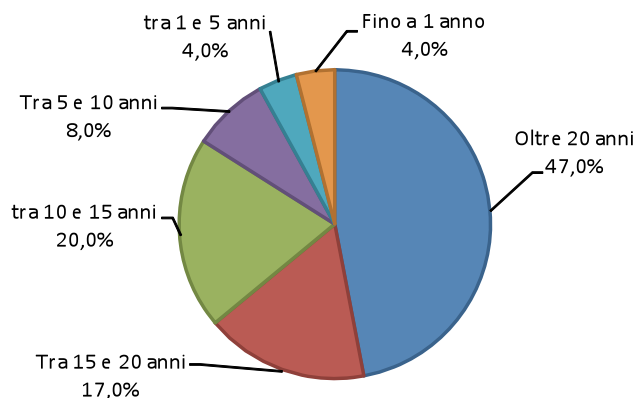
#### Tipologia dei contratti

L'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2008 evidenzia come l'attività d'importazione sia effettuata prevalentemente attraverso contratti di lungo periodo, con una durata complessiva superiore ai 20 anni. Essi rappresentano infatti circa il 70% dei contratti stipulati per l'acquisizione di gas dall'estero, mentre quelli non superiori ai 10 anni rappresentano circa il 13%.

Le importazioni spot, che avvengono sulla base di accordi di durata annuale o per alcuni mesi, sono rimaste stabili rispetto allo scorso anno, con una quota del 7% del totale.

Sotto il profilo della durata residua, circa la metà dei contratti attivi nel 2008 scadrà dopo 20 anni ed oltre, il 65% dai 15 anni in su e il 15% non oltre i 10 anni (figura 4.16).

Figura 4.16 - Struttura dei contratti attivi nel 2008 secondo la durata residua (%)



Fonte: elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

#### Infrastrutture

Nel settembre 2008 è stato inaugurato il nuovo rigassificatore posizionato a 15 chilometri dalla costa veneta, al largo di Rovigo. L'impianto, che fa capo al Terminale GNL Adriatico S.r.l. - società partecipata da Qatar Terminal Limited (45%), ExxonMobil Italiana Gas (45%) e Edison

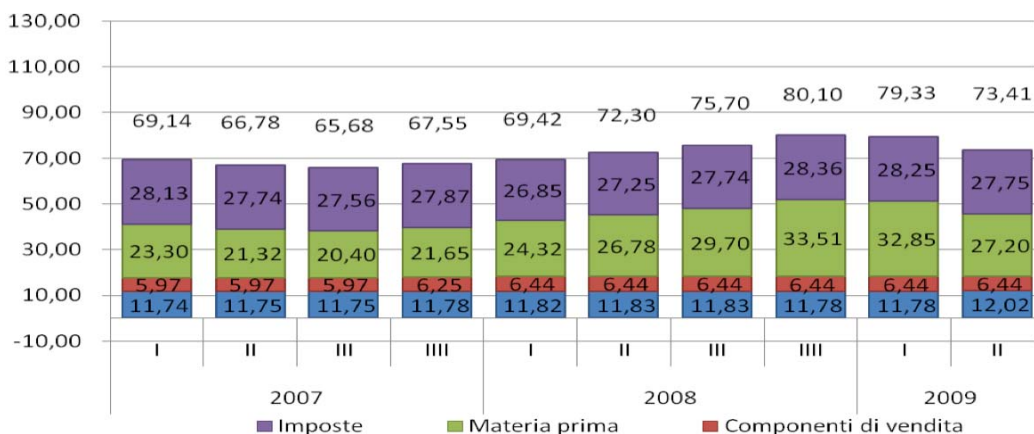
(10%) - sarà la prima struttura offshore al mondo di ricezione, stoccaggio e rigassificazione del GNL con una capacità di 8 miliardi di m<sup>3</sup>/anno. L'80% della capacità di rigassificazione del terminale, pari a 6,4 miliardi di m<sup>3</sup>/anno, sarà destinata per 25 anni a Edison, in base a contratti già firmati nel 2005 con la società RasGas II, mentre il restante 20% sarà a disposizione del mercato secondo procedure fissate dalle autorità competenti. La struttura sarà collegata alla rete nazionale dei gasdotti da due metanodotti (per una lunghezza complessiva di 130 km circa) che trasporteranno il gas alla cabina di misura a Cavarzere (Ve) e da Cavarzere al nodo della rete nazionale di distribuzione nazionale, vicino a Minerbio (BO). Il gas liquefatto da RasGas II proverrà dal *Giant North Field Reservoir* in Qatar, che si stima contenga 25.500 miliardi di metri<sup>3</sup> di riserve certe; le navi metaniere provenienti dal Qatar serviranno il terminale di Rovigo due volte alla settimana.

#### La tariffa unica nazionale

La vendita di gas naturale è attività libera, non soggetta a regolamentazione tariffaria, tuttavia l'AEEG pubblica una tariffa media nazionale di riferimento, a tutela dei consumatori che utilizzano meno di 200.000 m<sup>3</sup> all'anno. Dal 1 gennaio 2004, con delibera 138/03, le società di vendita devono offrire tale tariffa ai piccoli consumatori, accanto ad eventuali proprie condizioni.

La tariffa media di riferimento per la famiglia nel 2008, pari a 74,38 c€/m<sup>3</sup>, è risultata maggiore del 10,5% rispetto al valore del 2007 (67,29 c€/m<sup>3</sup>) (figura 4.17). La componente QE del costo di acquisto della materia prima è salita dal quarto trimestre del 2007 fino a tutto il 2008 a causa delle oscillazioni dei prezzi internazionali del greggio e dei prodotti petroliferi che sono avvenute per metà 2007 e per l'intero anno successivo. Da inizio 2009 la caduta dei prezzi dei combustibili, iniziata a sua volta nel luglio 2008, ha determinato una conseguente riduzione della QE che nel secondo trimestre del 2009 è stata del 17,2%.

Figura 4.17 - Tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale c€/m<sup>3</sup>

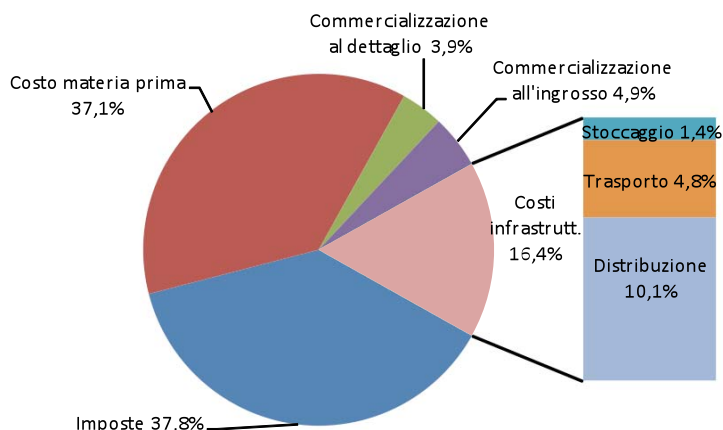


Note: famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m<sup>3</sup>  
Fonte: AEEG

Al primo aprile del 2009 la tariffa media nazionale di riferimento per una famiglia con consumi di 1.400 m<sup>3</sup> risulta composta per il 62% circa da oneri per la copertura dei costi e per il restante 38% dalle imposte (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA).

Il costo della materia prima incide sul valore complessivo della tariffa per il 37%, i costi di commercializzazione per l'8,8% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 16,4%. Riguardo ai costi per le infrastrutture, la componente più gravosa è quella a copertura della distribuzione, con una incidenza del 10% sulla tariffa complessiva, mentre quella a copertura dei costi di trasporto raggiunge il 4,8% e la componente per lo stoccaggio è pari all'1,4% (figura 4.18).

Figura 4.18 - Composizione percentuale della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2009



Fonte: AEEG

### 4.3.3 Carbone

#### Il quadro d'insieme

Nel 2008 il consumo di combustibili solidi è diminuito del 2,7%, raggiungendo i 16,7 Mtep (8,7% dell'offerta primaria di energia).

Il consumo di combustibili solidi avviene quasi esclusivamente nel settore termoelettrico e il fabbisogno nazionale è coperto quasi interamente da importazioni (la produzione interna e le esportazioni si attestano su valori trascurabili).

#### Produzione

L'unica risorsa carbonifera italiana è concentrata nel bacino del Sulcis Iglesiente, localizzato nella Sardegna sud-occidentale. L'attuale area di interesse minerario contiene, in base alle più recenti stime sulle riserve coltivabili nelle attuali condizioni, oltre 57 milioni di tonnellate di carbone mercantile<sup>24</sup> con potere calorifico maggiore di 5.000 kcal/kg ed elevato contenuto di ceneri e zolfo. La produzione di carbone dell'area, pari a circa 400.000 tonnellate/anno alimenta la centrale ENEL di Portovesme (CA) e, in futuro, alimenterà parzialmente anche la centrale a carbone attualmente in fase di progettazione nell'area del Sulcis.

#### Importazione

L'Italia importa via mare circa il 99% del totale del proprio fabbisogno di carbone, il quale presenta provenienze molto diversificate in relazione alla qualità ed agli impieghi dei carboni richiesti dal sistema industriale nazionale: i principali paesi di provenienza sono gli Stati Uniti, il Sudafrica, l'Australia, l'Indonesia e la Colombia, con quote significative provenienti anche dal Canada, dalla Cina, dalla Russia, dall'Ucraina e dal Venezuela.

Nel 2008 le importazioni totali di combustibili solidi fossili si attestano sugli stessi valori dell'anno precedente (25,3 milioni di tonnellate): il contributo maggiore è derivato dal carbone da vapore, e dal carbone da coke (tabella 4.14).

<sup>24</sup> La riserva in situ è di circa 128 milioni di tonnellate, con produzione a regime fino a 3,3 milioni di t/anno di grezzo (40% di ceneri).

Tabella 4.14 - Importazioni di carbone per Paese di provenienza. Anno 2008 (t)

	Carbone da Coke	Coke Metallurgico	Carbone da Vapore	Lignite	Altri	Totale Carboni	Coke di Petrolio
Ucraina	0	0	508.190	0	116.926	625.116	0
Russia	23.503	0	688.900	0	127.757	840.160	0
Venezuela	0	0	357.676	0	37.660	395.336	561.165
Canada	983.710	0	0	0	0	983.710	0
UE	0	0	1.645.630	4.968	442	1.651.040	0
Colombia	0	0	2.473.553	0	0	2.473.553	0
Australia	2.093.486	0	829.763	0	0	2.923.249	0
Sudafrica	0	0	4.595.901	0	0	4.595.901	0
Stati Uniti	2.971.262	92.424	282.591	0	0	3.346.277	1.638.624
Indonesia	0	0	7.278.257	0	0	7.278.257	0
Altri	0	136.357	47.156	0	29.943	213.456	6.174
<b>Totale 2008</b>	<b>6.071.961</b>	<b>228.781</b>	<b>18.707.617</b>	<b>4.968</b>	<b>312.728</b>	<b>25.326.055</b>	<b>2.205.963</b>
<b>Totale 2007</b>	<b>6.289.113</b>	<b>426.471</b>	<b>18.463.980</b>	<b>4.966</b>	<b>202.192</b>	<b>25.386.722</b>	<b>2.495.555</b>
<b>Variaz. % 2008/2007</b>	<b>-3,5</b>	<b>-46,4</b>	<b>1,3</b>	<b>0,0</b>	<b>54,7</b>	<b>-0,2</b>	<b>-11,6</b>

Fonte: Bollettino Petrolifero, MSE

### Esportazione

Nel 2007 si è registrata in Italia una limitata attività di esportazione di combustibili solidi, oltre 286.000 tonnellate (contro circa 273.000 tonnellate nel 2007), di cui circa 248.000 tonnellate indirizzate verso i paesi UE e il resto verso paesi terzi, da ascrivere per oltre l'80% al flusso di coke metallurgico.

Nella tabella 4.15 è illustrato il quadro completo delle esportazioni italiane di carboni per aree di destinazione.

Tabella 4.15 - Esportazioni per aree di destinazione. Anno 2007 (t)

Paese	Carbone da Coke	Coke Metallurgico	Carbone da Vapore	Lignite	Altri	Totale Carboni	Coke di Petrolio
<b>UE</b>	0	201.840	0	0	46.721	<b>248.561</b>	<b>115.953</b>
<b>Paesi terzi</b>	0	37.551	345	0	0	<b>37.896</b>	<b>11.705</b>
<b>Totale 2008</b>	0	239.391	345	0	46.721	<b>286.457</b>	<b>127.658</b>
<b>Totale 2007</b>	0	215.507	10.420	0	47.048	<b>272.975</b>	<b>169.956</b>
<b>Variaz. % 2008/2007</b>	0	11	-97	0	-1	<b>5</b>	<b>-25</b>

Fonte: Bollettino Petrolifero, MSE

### Prezzi

Nella prima parte del 2008 è proseguita la crescita dei prezzi internazionali del carbone saliti dai 150 \$/t di inizio 2008 a 220 \$/t in agosto<sup>25</sup>, spinti soprattutto dal favorevole andamento della domanda e da alcuni eccezionali eventi climatici. La discesa dei prezzi dei noli marittimi, nella seconda parte dell'anno, ha contribuito a riportare i prezzi internazionali del carbone su valori più contenuti (90 \$/t in dicembre).

A parte le forti oscillazioni dei prezzi verificatesi nell'ultimo biennio, 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

<sup>25</sup> EURACOAL Market Report 1/2009.

impegni derivanti dal Protocollo di Kyoto, con i relativi costi specifici associati alle emissioni di anidride carbonica.

#### *Organizzazione industriale del mercato*

Nel 2008 è lievemente calato il consumo di combustibili solidi che, con 16,7 Mtep (-2,7% rispetto al 2007), hanno contribuito per l'8,7% alla copertura del fabbisogno energetico nazionale. In particolare, oltre ad un calo degli impieghi nelle cokeria (-3% rispetto al 2007) gli impieghi in termoelettrica calano lievemente rispetto ai valori dell'anno precedente: in base ai dati forniti dal GRTN, sono stati prodotti complessivamente in Italia 44 GWh da combustibili solidi (-0,9% rispetto al 2007), con un consumo poco inferiore ai 17 milioni di tonnellate.

L'ENEL, che ha ormai completato il programma di miglioramento ambientale delle centrali termoelettriche a carbone esistenti, ha annunciato un ambizioso piano di riconversione a carbone delle centrali ad olio combustibile per ulteriori 5.000 MW. ENEL ed Eni, inoltre, hanno annunciato un accordo per sviluppare un progetto nazionale di ricerca sulla *carbon sequestration*. L'accordo prevede, in prospettiva, la cattura e la liquefazione della CO<sub>2</sub> dall'impianto pilota di Brindisi e il successivo trasporto e confinamento presso il giacimento esaurito della Stogit a Cortemaggiore (PC).

Nel corso dell'anno è stato anche inaugurato a Carbonia il centro di ricerche sulle tecnologie *zero emission* della società Sotacarbo (partecipata per il 50% dall'ENEA e per il 50% dalla Regione Sardegna).

L'iter di riconversione delle centrali già esistenti prosegue lentamente:

- È stata inaugurata nel luglio 2008 la centrale ENEL di Torrevaldaliga Nord a Civitavecchia (in precedenza alimentata ad olio ed oggetto di un progetto di riconversione a carbone). A fine anno è stato avviato il primo dei tre gruppi di generazione da 660 MW.
- Ha ottenuto la Valutazione di Impatto Ambientale positiva la richiesta di ampliamento della centrale di Vado Ligure della Tirreno Power.



## 5 RICERCA, INDUSTRIA E COMPETITIVITÀ PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE

### 5.1 Sostenibilità dello sviluppo e vantaggio competitivo

Gli interrogativi che i maggiori paesi industriali si stanno ponendo con crescente preoccupazione di fronte all'aggravamento del problema dell'approvvigionamento energetico e dell'impatto delle attività umane sul clima, rappresentano oggi una delle sfide più importanti della storia dello sviluppo delle moderne economie a partire dalla prima rivoluzione industriale. In effetti, nel percorso che ha accompagnato il progresso delle economie capitalistiche, la ricerca di modalità per l'ottimizzazione dell'uso delle risorse (scarse) del pianeta non è di per sé una novità. Una nuova prospettiva di valutazione dell'attuale fase storica può però essere colta nel considerare l'evoluzione delle modalità con cui, nel corso del tempo, il consumo delle risorse disponibili si è integrato con il funzionamento dei diversi sistemi produttivi e il ruolo svolto dalla tecnologia in tale processo. Se infatti la "risposta tecnologica" ai problemi della produzione industriale traduce immediatamente l'esigenza di razionalizzare il consumo di risorse scarse, non minore è l'importanza che la tecnologia riveste nel forgiare la struttura del sistema economico nel suo insieme. La "dinamica strutturale" dei sistemi economici, che si è andata svolgendo lungo questa interazione, ha dato luogo nel tempo a cambiamenti nel modo con cui si è realizzata la crescita economica, non solo sotto il profilo quantitativo, ma anche, e soprattutto, sotto il profilo qualitativo.

In questi termini si può pensare alla tecnologia come alla principale "risorsa" utile a "rigenerare" le potenzialità di crescita dei sistemi produttivi, confinando il problema della scarsità delle risorse ad una sua propria specificità, non più unico riferimento delle logiche della produzione e della sua sostenibilità. L'aumentata complessità dei processi d'innovazione e delle leve capaci di attivarli, comporta, peraltro, la necessità di costituire basi di competenze tecnologiche sempre più estese e consolidate in sistemi nazionali di innovazione strutturati.

L'importanza di queste considerazioni si collega alle mutate riflessioni sulla natura dei "vantaggi competitivi" che determinano le potenzialità di crescita delle singole economie. I tradizionali "vantaggi comparati", che fanno leva su un principio di scarsità relativa delle risorse disponibili in ciascun paese o, in ogni caso, sul fatto che vi siano differenze di struttura produttiva date tra paesi che ne spieghino la competitività, hanno lasciato gradualmente sempre più spazio ai "vantaggi di natura tecnologica" su cui si è andato rafforzando il processo di globalizzazione produttiva e intorno ai quali si sta giocando la competizione internazionale.

I vantaggi competitivi derivanti dal possesso di competenze tecnologiche sono oggi ormai divenuti carattere distintivo, e unanimemente riconosciuto, di quella che, per brevità, è denominata "economia della conoscenza". Diversamente da quelli basati sull'assetto dato delle risorse disponibili e dei fattori di produzione, questi vantaggi sono essenzialmente dinamici, essendo centrati sull'innescarsi di processi cumulativi legati all'apprendimento e alla capacità di creare continuamente soluzioni innovative per il sistema produttivo<sup>26</sup>.

Ragionare di competitività e crescita dell'economia di un paese soffermandosi prevalentemente, se non addirittura esclusivamente, su questioni che chiamino in causa l'uso efficiente delle risorse può risultare pertanto limitativo e, talvolta, persino fuorviante. Infatti, se un sistema "tecnologicamente competitivo" può essere anche efficiente nell'uso delle risorse, un sistema che si focalizza solo su obiettivi di efficienza della produzione e, in generale, di razionalizzazione dei costi (ivi inclusi, naturalmente, quelli dell'energia e quelli in senso più ampio finalizzati a contenere i danni delle attività produttive sull'ambiente) può godere solo di guadagni di breve periodo. Mancando gli *asset* competitivi basati sul possesso di competenze tecnologiche, si determina nel sistema economico una insufficienza strutturale

---

<sup>26</sup> Si veda al proposito l'efficace articolo di Krugman "Miti e realtà della competitività americana" in *Un'ossessione pericolosa. Il falso mito dell'economia globale*, 1997, Etaslibri trad. it. da "Myths and realities of U.S. competitiveness", *Science*, novembre 8, 1991, pp. 811-815, in cui si sottolinea come i processi cumulativi di apprendimento abbiano guidato la trasformazione tecnologica delle moderne economie industriali facendo sì che dal vantaggio competitivo tradizionale, intrinsecamente statico in quanto determinato esogenamente sulla base di "date" condizioni produttive di partenza, si sia passati ad un vantaggio competitivo "creato" di natura "dinamica", in quanto determinato dalla capacità con cui ciascun paese riesce a tradurre il progresso tecnico-scientifico in innovazione per il sistema produttivo.

nella capacità di produrre innovazione, che ne limita le prospettive di crescita e, conseguentemente, di efficienza.

La dimensione della cosiddetta "sostenibilità dello sviluppo" traduce così la criticità e la complessità dei nuovi percorsi dello sviluppo economico e spiega lo straordinario e crescente impulso che i maggiori paesi industriali stanno dando alle "strategie per la sostenibilità" nell'ambito delle attuali politiche per lo sviluppo. Un nuovo corso, quest'ultimo, che ha preso a delinearsi con sempre maggiore puntualità con il passaggio al presente decennio e che nell'attuale contesto, segnato dalla crisi economica internazionale, sta acquisendo un credito persino maggiore, per le concomitanti prospettive di rilancio e di revisione dei modelli di sviluppo che vi sono sottese.

## **5.2 Lo sviluppo sostenibile: i nuovi termini del dibattito e il ruolo del cambiamento tecnologico**

La necessità di disegnare strategie per lo "sviluppo sostenibile" è divenuta oggetto di sempre maggiori riflessioni e approfondimenti nell'ambito degli organismi internazionali. Di qui il sostegno ad una considerazione della "strategia dell'innovazione"<sup>27</sup>, come volano dello sviluppo nel senso più ampio, e della "sfida del cambiamento climatico"<sup>28</sup>, in chiave comprensiva dei molteplici problemi di ordine strutturale che nelle diverse economie debbono essere affrontati per incidere efficacemente sul problema e per poter pervenire ad una comprensione sempre più profonda e articolata degli importanti nessi esistenti tra processo di globalizzazione, competitività dei sistemi economici, uso efficiente delle risorse e salvaguardia ambientale.

Nell'ultimo decennio l'elaborazione di "strategie per lo sviluppo sostenibile" sottese dal raggiungimento di importanti obiettivi di sviluppo tecnologico, ha visto l'impegno dell'Europa in primo piano. Dai termini della cosiddetta "strategia di Lisbona"<sup>29</sup> del 2000, l'Unione Europea è passata, infatti, ad esplicitare gli obiettivi della salvaguardia ambientale come parte integrante del nuovo modello di sviluppo (Goteborg, 2001) e, più di recente, a delineare un vero e proprio "progetto" di sviluppo sostenibile individuando nel manifatturiero il "potenziale tecnologico" della sostenibilità e del rilancio competitivo delle proprie economie.

Tale è al riguardo la valenza del rinnovato impulso dato alle "piattaforme tecnologiche", come mostrato dall'esperienza della piattaforma *Manufuture* avviata nel 2003<sup>30</sup> (Box 5.1) e dal piano d'azione per le tecnologie ambientali del 2004 (ETAP)<sup>31</sup> (Box 5.2).

Centrale nel nuovo approccio delle politiche per lo sviluppo sostenibile è, in particolare, l'idea che gli avanzamenti tecnologici realizzati con specifiche finalità ambientali siano all'origine di importanti *spillovers* di conoscenza utili al rafforzamento di quella base di accumulo di conoscenze e competenze tecnologiche ritenuta ormai indispensabile per la competitività e la crescita dei sistemi economici. Sono rilevanti in questo senso le cosiddette *double externalities*<sup>32</sup> (ambientali e tecnologiche in senso stretto) e si va accentuando il dibattito sulle condizioni che maggiormente possono incentivare in ciascun sistema economico una "dinamica virtuosa" dell'innovazione che promuova al tempo stesso "efficienza economica" ed "efficienza ambientale". Ma rispetto al fatto che nel sistema produttivo si inneschino adeguati processi d'innovazione tecnologica, almeno due appaiono le questioni su cui, a partire da tale visione, è necessario riflettere.

---

<sup>27</sup> OECD (2007), *Innovation and Growth Rationale for an Innovation Strategy*.

<sup>28</sup> OECD, (2008), *Meeting of the OECD Council at Ministerial Level 2008. Outreach, Reform and the Economics of Climate Change*.

<sup>29</sup> Centrata sull'obiettivo di realizzare nell'UE l'economia più competitiva e dinamica del mondo, basata sulla conoscenza e in grado di realizzare una crescita economica sostenibile con nuovi e migliori posti di lavoro, ed una maggiore coesione sociale.

<sup>30</sup> La missione della piattaforma *Manufuture* è proprio quella di proporre, sviluppare ed implementare una strategia basata sulla ricerca e sull'innovazione per aumentare il tasso del cambiamento strutturale del sistema industriale europeo verso produzioni ad alto valore aggiunto. Cfr. <http://www.manufuture.org/>.

<sup>31</sup> ETAP: *Environmental Technology Action Plan* – Piano d'azione per le tecnologie ambientali dell'UE COM(2004) 38.

<sup>32</sup> Jaffe A., Newell R. and Stavins R., (2005), *A tale of two market failures: Technology and environmental policy*, *Ecological Economics*, 54, pp. 164-174.

#### **Box 5.1 - La Piattaforma tecnologica Manufuture per un manifatturiero sostenibile**

Le Piattaforme Tecnologiche Europee (PTE) sono organizzazioni private informali (quindi organismi non legalmente riconosciuti) alle quali partecipano le imprese, avvalendosi della partecipazione di istituti accademici ed enti di ricerca. Le organizzazioni governative (nazionali e comunitarie) non vi partecipano direttamente, bensì vi collaborano come *Mirror Groups*, il cui ruolo principale è dialogare in modo intenso e continuo con gli attori (*stakeholders*) delle PTE e informarli sugli strumenti finanziari disponibili.

Costituite sul modello dei distretti industriali e come ideale prolungamento di questi, le PTE hanno come obiettivo finale, attraverso la collaborazione di tutti gli *stakeholders*, il potenziamento della ricerca e il trasferimento di conoscenze e competenze al fine di sostenere l'innovazione e la crescita economica del settore.

Nel 2003, la Commissione Europea (attraverso la Direzione generale della ricerca e la Direzione delle tecnologie industriali) ha lanciato la Piattaforma Tecnologica Europea *Manufuture - Technology Platform on Future Manufacturing Technologies* – al fine di indirizzare la ricerca e l'innovazione tecnologica verso ambiti in grado di garantire la *leadership* mondiale dell'industria manifatturiera europea quali ad esempio lo sviluppo di nuovi materiali, nano-tecnologie, mecatronica ecc.

La missione della Piattaforma *Manufuture* Italia guidata da Federmacchine è la definizione, lo sviluppo e l'implementazione di una strategia di ricerca, innovazione e formazione in grado di rilanciare i settori del manifatturiero italiano e le relative imprese nel mercato globale, attraverso lo sviluppo di prodotti/servizi, processi e nuovi modelli di *business* ad alto valore aggiunto, assicurando la competitività delle industrie manifatturiere, la crescita sostenibile e le nuove e elevate competenze professionali.

Una prima questione riguarda la caratteristica di "bene pubblico" dei beni ambientali, che appare limitata dalla circostanza per cui l'appropriabilità, anche parziale, in forma di rendita di questi beni, può sollecitare, in via di principio autonomamente dalla presenza di specifica regolamentazione, l'adozione di innovazioni orientate ad una maggiore efficienza nell'uso delle risorse all'interno del processo produttivo. Un esempio per tutti può essere quello della "rilevanza" che per una impresa può avere l'uso in sé efficiente di determinate risorse naturali (ad esempio, l'acqua) rispetto ad altre come l'aria, il cui "uso efficiente", in termini di minori emissioni inquinanti, può essere sollecitato essenzialmente da fattori di regolamentazione.

Una seconda questione riguarda l'impossibilità di definire le tecnologie energetico-ambientali come *core* tecnologico a sé stante, essendo diffuso e rilevante l'impiego di tecnologie orizzontali (basti solo pensare alle tecnologie dell'*Information and Communication Technology*).

Ciò che emerge è, dunque, l'intreccio sempre più fitto tra dinamiche del cambiamento tecnologico e capacità di leggere al loro interno soluzioni per il sistema produttivo tali da mettere in moto specifici processi di innovazione. I positivi risvolti dell'innovazione in campo energetico-ambientale debbono essere interpretati nell'ambito di un contesto ampio di sviluppo tecnologico, in cui alla rilevanza delle specifiche innovazioni che il funzionamento efficiente del sistema produttivo richiede, deve associarsi il possesso sistemico di consolidate competenze tecnologiche.

La convenienza ad innovare diventa così il prodotto di un meccanismo che non si limita alla sola valutazione tecnico-economica del processo innovativo, ancorché indispensabile, ma che legge tutte le complesse interazioni tra il processo innovativo e le potenzialità di sviluppo che il rafforzamento delle competenze tecnologiche racchiude in sé. E poiché il valore sistemico del possesso di competenze tecnologiche deve essere ricondotto alle caratteristiche globali dei "sistemi nazionali di innovazione" in cui prende forma, è altrettanto evidente come l'incentivo ad innovare secondo l'obiettivo dello sviluppo sostenibile non è materia che possa essere limitata alle sole logiche d'impresa.

### **Box 5.2 - Il piano d'azione per le tecnologie ambientali (ETAP)**

Il 28 gennaio 2004 l'Unione Europea ha adottato un piano d'azione per promuovere le tecnologie ambientali (tecnologie con minori effetti negativi sull'ambiente rispetto ad altre tecniche adeguate), con la finalità di ridurre la pressione sulle risorse naturali, migliorare la qualità della vita degli europei e favorire la crescita economica. Obiettivo del piano d'azione è eliminare gli ostacoli che impediscono di realizzare tutte le potenzialità delle tecnologie ambientali, garantire che l'Unione Europea assuma la *leadership* nella loro applicazione e mobilitare tutti gli interessati affinché sostengano questi obiettivi.

Le azioni proposte dal piano rientrano in tre categorie, in funzione alle finalità perseguite:

1) far passare le tecnologie ambientali dal laboratorio di ricerca al mercato: incrementare e dare un taglio più mirato alle attività di ricerca, dimostrazione e divulgazione; creare piattaforme tecnologiche sulle tecnologie ambientali; istituire reti europee per la sperimentazione, la verifica delle prestazioni delle tecnologie ambientali e la normazione.

2) migliorare le condizioni di mercato: definire obiettivi di prestazione per i principali prodotti, servizi e processi; mettere a disposizione idonei strumenti finanziari per condividere i rischi degli investimenti nel settore delle tecnologie ambientali; riesaminare la disciplina sugli aiuti di Stato; riesaminare le sovvenzioni che hanno un impatto negativo sull'ambiente; incentivare l'acquisto delle tecnologie ambientali; sensibilizzare i consumatori e le imprese alle tecnologie ambientali; organizzare una formazione mirata.

3) promuovere su scala mondiale le tecnologie compatibili con l'ambiente: favorire investimenti responsabili nelle tecnologie rispettose dell'ambiente e il ricorso a tali tecnologie nei paesi in via di sviluppo e nei paesi con economia in transizione.

In base all'ultima Comunicazione della Commissione in merito all'implementazione dell'ETAP, del maggio 2007, nel periodo 2005-2006 sono stati raggiunti numerosi risultati positivi, quali l'organizzazione della ricerca attraverso istituti e sistemi di finanziamento efficienti in ciascuno Stato membro e a livello europeo, unitamente al fatto che le *roadmap* nazionali per l'implementazione dell'ETAP sono state completate da 21 Stati membri più la Norvegia. Entro l'anno 2005, gli Stati dovevano infatti definire le tabelle di marcia nazionali per l'attuazione dell'ETAP, in base a strategie e piani d'azione esistenti, e indicare misure e scadenze concrete. La *roadmap* italiana, sviluppata dal Ministero dell'Ambiente e del Territorio, si basa sulle azioni rilevanti identificate nel Piano per l'Innovazione, la Competitività e l'Occupazione (PICO), fornendo per ciascuna di esse sia il contesto politico che lo sviluppo programmatico.

Tuttavia, secondo il rapporto della Commissione sussistono ancora molte azioni da intraprendere per l'ulteriore implementazione dell'ETAP:

- incrementare la domanda di tecnologie ambientali focalizzando l'attenzione su settori che permettono elevati guadagni ambientali; accrescere il *green procurement* in particolare per tecnologie eco-innovative, prodotti e servizi;
- incentivare lo sviluppo e il marketing dell'eco-innovazione mobilizzando maggiori investimenti finanziari, stabilendo un sistema di verifica delle tecnologie europee al fine di fornire a terze parti affidabili criteri di controllo delle prestazioni ambientali delle nuove tecnologie;
- determinare sulla buona pratica degli Stati membri uno scambio strutturato di esperienze e il campionamento delle azioni promesse dagli Stati membri; promuovere le *roadmap* nazionali al fine di far conoscere il progresso concreto raggiunto;
- assicurare una consapevolezza strategica sull'eco-innovazione al fine di apportare un'opportuna e decisiva conoscenza per le organizzazioni pubbliche europee e i finanziatori.

Nella nuova politica europea per lo sviluppo sostenibile appare così sempre più presente la consapevolezza dell'urgenza di politiche mirate a superare tutti quei fattori che, nell'ambito del sistema energetico ambientale e della struttura industriale dei vari paesi membri, rappresentano una barriera all'adozione e allo sviluppo di nuove tecnologie. Queste posizioni, corroborate da un rilancio a pieno titolo della "strategia di Lisbona" nel 2005, sono peraltro diventate il motore di una nuova stagione di interesse dell'Unione Europea per le politiche industriali quale strumento idoneo a creare le migliori condizioni di risposta dei sistemi economici alla portata del cambiamento strutturale in atto<sup>33</sup>.

<sup>33</sup> Per una esauriente disamina sulla nuova politica industriale europea e sui suoi tratti più salienti si rimanda all'articolo di Augusto Ninni, *I nuovi termini della politica industriale europea: alcuni elementi di riflessione*, L'Industria, n. 4, ottobre-dicembre 2008, Il Mulino.

### 5.3 L'Europa e le opzioni tecnologiche per la sostenibilità

Lo sviluppo dell'industria europea nell'ultimo decennio è stato sospinto da numerosi sforzi diretti ad una riduzione del gap tecnologico che tuttora la separa dagli Stati Uniti e dal Giappone<sup>34</sup>. Il rafforzamento della competitività nelle produzioni e nei servizi ad alta intensità tecnologica è un primo evidente segno di questa importante inversione di tendenza. Ma è importante considerare come questo progetto di sviluppo tecnologico sia stato perseguito soprattutto attraverso l'individuazione di specifiche aree d'interesse strategico, di cui l'industria ambientale costituisce un rilevante esempio. All'industria ambientale possono, infatti, essere riferite le tecnologie finalizzate alla gestione dell'inquinamento, i prodotti e i servizi meno inquinanti nonché le soluzioni in grado di gestire le risorse in maniera più efficiente, come nei casi, ad esempio, dell'approvvigionamento idrico, del risparmio energetico e del ricorso a fonti rinnovabili di energia (Box 5.3).

Nell'industria ambientale sono proprio i paesi europei a porsi attualmente in posizione di leadership rappresentando circa il 30% del fatturato mondiale del settore, pari al 2,2% del PIL e a 3,4 milioni di posti lavoro<sup>35</sup>. Questa situazione rappresenta, tuttavia, l'inizio di un percorso piuttosto che un punto d'arrivo. La domanda in questo settore si sta espandendo rapidamente al punto che si stima un raddoppio del relativo mercato mondiale entro il 2020<sup>36</sup>. Lo sfruttamento delle opportunità poste da tale crescita della domanda mondiale richiede tuttavia che si continui a migliorare la posizione europea, soprattutto attraverso un sostanziale incremento degli sforzi di investimento finora profusi, primo fra tutti quello relativo alle spese in Ricerca e Sviluppo<sup>37</sup>. La validità del significativo impegno e delle scelte dal forte carattere strategico richiesti sembra, d'altra parte, essere confermata già dai primi risultati conseguiti dall'Europa. In questo senso è possibile ravvisare nell'ETAP la prima "ratifica" di una strategia annunciata e l'intento, al tempo stesso, di dotare l'azione futura di linee programmatiche senza le quali non sarebbe neppure immaginabile il perseguimento di un obiettivo tanto ampio quanto complesso come quello dello "sviluppo sostenibile".

Il percorso della strategia europea per lo sviluppo sostenibile si era, d'altra parte, articolato già a partire dalla decisione di aderire al Protocollo di Kyoto - ancor prima della sua entrata in vigore avvenuta nel 2005 - fino alle decisioni del Consiglio d'Europa di primavera del 2007, con l'assunzione degli obiettivi all'anno 2020 - successivi alla scadenza naturale del 2012 del Protocollo - da cui ha originato il cosiddetto "Pacchetto energia e clima", o Piano 20-20-20 (che prevede, entro il 2020 e per l'Europa nel suo insieme, una riduzione del 20% rispetto al 1990 delle emissioni di gas serra, una produzione del 20% della domanda finale di energia da fonti rinnovabili ed una riduzione del 20% dei consumi energetici), presentato nel gennaio 2008 ed approvato nel dicembre dello stesso anno.

L'ambizioso progetto si conferma nella prosecuzione dell'iter negoziale "post-Kyoto", di cui le prossime importanti tappe sono rappresentate dal vertice di Copenaghen del dicembre 2009 e dalla presentazione della Commissione Europea al Consiglio UE nel marzo 2010 di un'analisi dettagliata dei risultati in esso conseguiti con la possibilità di traguardare il 30% di riduzione delle emissioni di gas serra.

La presentazione di un "Piano Strategico per le Tecnologie Energetiche" (SET-Plan, Box 5.4)<sup>38</sup> dimostra, peraltro, come in Europa si sia andato impostando un percorso di azioni atto a tradurre l'enunciazione di specifici obiettivi di sviluppo sostenibile, in una programmazione strategica sempre più focalizzata su interventi mirati.

<sup>34</sup> Cfr. il Rapporto ENEA: Ferrari S., Guerrieri P., Malerba F., Mariotti S., Palma D. (a cura di), 2007, *L'Italia nella competizione tecnologica internazionale. Quinto rapporto*, Franco Angeli, Milano.

<sup>35</sup> Forum sull'ETAP, marzo 2008, [http://ec.europa.eu/environment/etap/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/environment/etap/index_en.htm)

<sup>36</sup> *Ibidem*.

<sup>37</sup> Stern N., (2007), *The Economics of Climate Change. The Stern Review*, Cambridge University Press.

<sup>38</sup> SET-Plan: Strategic Energy Technology Plan COM(2007) 723.

### Box 5.3 - Le tecnologie ambientali e la loro classificazione industriale

La definizione di tecnologie ambientali, data nell'ETAP, s'ispira a quella contenuta nel capitolo 34 dell'Agenda 21, relativa alle tecnologie compatibili con l'ambiente, secondo la quale tali tecnologie proteggono l'ambiente, sono meno inquinanti, utilizzano tutte le risorse in maniera più sostenibile, riciclano una quantità maggiore di rifiuti e di prodotti e trattano i rifiuti residui in maniera più accettabile rispetto alle tecnologie che intendono sostituire. Per quanto riguarda l'inquinamento, per "tecnologie compatibili con l'ambiente" si intendono le tecnologie a bassa o nulla intensità di emissioni, onde prevenire l'inquinamento.

Settore Ambientale	Attività Ambientale	Esempi di attività incluse (codici NACE)
<b>Gestione dell'Inquinamento</b>	Controllo dell'inquinamento atmosferico	Trattamento e/o rimozione dei gas esausti.
	Trattamento dei residui liquidi	Emissioni in acqua. Attività di raccolta, trattamento e trasporto dei rifiuti liquidi. Sistemi di riciclaggio dei rifiuti liquidi.
	Gestione dei residui solidi	Attività di raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti; recupero dei materiali.
	Suolo e falde acquifere	Controllo emissioni nel suolo e falde acquifere. Recupero suolo contaminato.
	Controllo di rumore e vibrazioni	Attività di riduzione del rumore ( <i>outdoor</i> ).
	Monitoraggio, controllo ecc.	Attività di R&S, educazione e informazione ambientale. Attività di consulenza ambientale.
<b>Gestione delle Risorse</b>	Controllo dell'inquinamento atmosferico <i>indoor</i>	Trattamento e rinnovamento dell'aria domestica per la rimozione degli inquinanti (escluso il condizionamento dell'aria).
	Offerta di Acqua	Raccolta, purificazione e distribuzione di acqua potabile.
	Materiali riciclati	Fabbricazione di nuovi materiali o prodotti dai rifiuti.
	Energie Rinnovabili	Generazione e trasmissione di energia da fonti rinnovabili, incluse le biomasse, solare, eolica, idrica e geotermica.
	Risparmio energetico e di calore	Attività di riduzione dell'uso di energia e calore o minimizzazione delle perdite.
	Agricoltura e pesca sostenibili	Attività di riduzione dell'impatto ambientale dell'agricoltura e pesca.
	Foreste	Programmi e progetti di riforestazione e gestione delle foreste in base a principi di sostenibilità a lungo termine.
	Ecoturismo	Servizi offerti o educazione per l'ecoturismo.
	Gestione di altre risorse	Conservazione della natura, biodiversità e altro.

Fonte: Reg. (CE) n. 1893/2006 del Parlamento Europeo e del Consiglio-NACE Rev. 2

Dal riconoscere che le tecnologie per il raggiungimento degli obiettivi del 2020 sono oggi già disponibili o, comunque, nello stadio finale del loro sviluppo, il Set-Plan afferma la necessità di interventi volti a rendere competitiva l'adozione di tecnologie *low-carbon* attraverso il supporto alle attività di ricerca e a misure volte a favorire il mercato in questa direzione. Ma è importante, in primo luogo, sottolineare come, nel piano, si prefigurino e si tengano ben distinti orizzonti temporali di diversa estensione, delineando in tal senso scenari di sviluppo tecnologico sostanzialmente diversi. È possibile infatti rilevare nel SET-Plan una prospettiva di sviluppo tecnologico per i prossimi dieci anni in linea tanto con il raggiungimento degli obiettivi del "20-20-20", quanto con obiettivi di più lungo periodo, al 2050.

Accanto all'implementazione delle tecnologie FER (Fonti di Energia Rinnovabili) di seconda generazione (essenzialmente fotovoltaico ed eolico), al potenziamento dell'uso dei biocarburanti di seconda generazione, all'incentivazione delle tecnologie per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub>, su cui si concentra la "visione al 2020" e, ultimo ma non

meno importante, all'adeguamento delle reti elettriche nazionali, il Piano prospetta infatti ulteriori sfide tecnologiche che consentano di guardare al 2050 attraverso discontinuità di grande rilievo. Tra i diversi obiettivi si evince in particolare una distinzione di fondo tra lo sviluppo competitivo delle tecnologie FER della successiva generazione, il raggiungimento di soglie di costo-efficienza nelle tecnologie di *carbon capture and storage*, l'indirizzo verso l'efficienza energetica delle nano, bio tecnologie e delle ICT, e la realizzazione di avanzamenti tecnologici tanto nel campo della fissione nucleare (con gli impianti dimostrativi dei reattori di IV Generazione) quanto nel campo della fusione nucleare (completamento dell'impianto ITER).

Una maggiore attenzione anche alla tecnologia nucleare sembra in effetti caratterizzare il passaggio alla visione del 2050 dal momento che, relativamente a quest'ultima, la prospettiva del 2020 si limita a considerare il mantenimento della competitività nelle tecnologie della fissione insieme a soluzioni a lungo termine per la gestione delle scorie.

Appare, tuttavia, alquanto ragionevole considerare il SET-Plan come l'inizio, ancorché assai significativo, di una politica energetica europea ancora di là da venire se si vuole realmente prendere in considerazione il complesso obiettivo della sostenibilità. Le valutazioni di ordine non solo ambientale, ma anche economico e sociale che, come richiamato, concorrono a definire i contorni di tale obiettivo, dovrebbero congiuntamente essere utilizzate al fine di dare luogo a concreti scenari di opzioni tecnologiche da percorrere.

Se, infatti, sul piano della sostenibilità ambientale appare "relativamente più agevole" giudicare la congruità delle varie tecnologie *low-carbon*, sostenibilità economica e sociale sono certamente soggette a un ordine di incertezza assai più ampio. Tale incertezza appare poi tanto più forte quanto più si considera l'evoluzione degli scenari geo-politici e geo-economici dell'offerta energetica e la volatilità del (già alto) prezzo del petrolio e non è così possibile assumere come sufficiente l'individuazione da parte del Piano di orizzonti temporali differenziati. Quest'aspetto può essere utilmente chiarito in relazione all'articolazione degli obiettivi tecnologici che nel Piano concorrono a declinare la strategia energetica nel tempo, rappresentati essenzialmente dallo sviluppo delle tecnologie FER e di quelle nucleari.

In particolare occorre segnalare come il dibattito più recente sul tema si stia concentrando sulla valutazione dei costi associati all'adozione della tecnologia nucleare in relazione a quelli stimati per le tecnologie FER. Considerando l'incertezza associata agli andamenti dei prezzi delle fonti fossili e la competitività che le tecnologie FER vanno acquisendo grazie al loro rapido sviluppo e diffusione, gli ingenti costi di impianto associati alla tecnologia nucleare rappresentano, infatti, un forte punto di attenzione. È d'altra parte altrettanto importante considerare come tali valutazioni debbano essere inquadrare nell'attuale contesto dei mercati elettrici caratterizzati da estese e talvolta crescenti aree di liberalizzazione che operano certamente come deterrente rispetto alla selezione di tecnologie come il nucleare, a cui rimangono associati forti costi fissi difficilmente compatibili con le incertezze implicate dal regime di libero mercato<sup>39</sup>.

Ciò in altri termini significa che dal SET-Plan dovrebbero seguire ulteriori elementi di chiarimento sulla *governance* dei mercati della produzione e distribuzione di energia e, contestualmente, nuove linee di concertazione tra i paesi europei in relazione alle scelte tecnologiche che realmente si intendono sviluppare. Questo elemento, di tutta ed evidente importanza, non è infatti ancora presente mentre continuano a vigere ed operare quegli aspetti contraddittori che ostacolano il superamento dell'impasse verso un'opzione nucleare, come dimostra il controverso dibattito che è venuto emergendo nel Regno Unito, uno tra i governi più inclini ad una sua ripresa<sup>40</sup>.

Una non trascurabile attenzione il Piano sembra tuttavia dedicarla alle prospettive di sviluppo industriale più spendibili nell'attuale contesto di mercato, tenuto conto anche di una serie di importanti processi di sviluppo che si sono andati consolidando in diversi paesi europei nell'ambito delle tecnologie FER. Sono così rintracciabili nel SET-Plan valutazioni sulle iniziative industriali da intraprendere, in particolare in relazione al ruolo specifico che debbono svolgere

---

<sup>39</sup> Clò A., (2008), *Il rebus energetico*, Il Mulino, Bologna.

<sup>40</sup> Cfr. HM Government, (2006), *The Energy challenge. Energy Review Report*, DTI; Greenstanding, *The Economist*, 2<sup>nd</sup> April 2009.

operatori pubblici e privati e alla natura e alle esigenze dei settori delle tecnologie interessate e, soprattutto, in vista di una riqualificazione incisiva del tessuto produttivo europeo coerente con l'obiettivo della sostenibilità e basata sulle potenzialità di sviluppo delle diverse tecnologie.

#### **Box 5.4 - Piano Strategico Europeo per le Tecnologie Energetiche (SET-Plan)**

Con il Piano Strategico Europeo per le Tecnologie Energetiche, presentato il 22 novembre 2008<sup>41</sup>, la Commissione riporta l'innovazione tecnologica al centro delle strategie per raggiungere gli obiettivi fissati a livello comunitario dal pacchetto Energia e Cambiamenti Climatici definito a gennaio 2008.

Il SET-Plan ha quale obiettivo generale quello di migliorare il coordinamento, a livello europeo, delle azioni di ricerca e innovazione dei singoli Stati membri e dell'industria, al fine di incentivare lo sviluppo di tecnologie energetiche per il raggiungimento di un risultato complessivamente più vantaggioso per l'Unione Europea in termini economici, ambientali e di sicurezza dell'approvvigionamento energetico.

Con un'articolazione in vari documenti, il SET-Plan (a) individua le tecnologie di maggiore interesse e delinea una valutazione dei costi/benefici ad esse associati (*Technology Map*); (b) offre un quadro del potenziale di R&S pubblico e privato nei paesi membri, degli investimenti attuali e di quelli che sarebbero necessari (*Capacity Map*); (c) fornisce una valutazione di alcune opzioni di politiche comunitarie volte al rilancio delle attività di R&S (*Impact Assessment*).

Più in dettaglio, al fine di centrare gli obiettivi al 2020, il piano si propone nei prossimi 10 anni di: rendere competitivi i biocarburanti di seconda generazione facendo sì che la loro produzione sia sostenibile, rendere disponibili sul mercato le tecnologie per la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub>, raddoppiare la capacità di generazione delle grandi turbine eoliche con particolare attenzione per quelle *offshore*, dimostrare l'utilizzo commerciale dei grandi impianti fotovoltaici e termodinamici, rendere la rete elettrica europea in grado di gestire elevati volumi di energia da fonti rinnovabili e decentralizzate, portare sul mercato elettrodomestici e apparecchi più efficienti per l'industria e i trasporti, mantenere competitiva la fissione nucleare e trovare soluzioni di lungo-termine alla gestione delle scorie.

Per quanto riguarda gli obiettivi al 2050, il SET-Plan prevede di arrivare sempre nei prossimi 10 anni alla competitività della prossima generazione di fonti rinnovabili, a nuove tecnologie di stoccaggio dell'energia, allo sviluppo di veicoli commerciali alimentati a celle a combustibile a idrogeno, al completamento del reattore nucleare dimostrativo a fissione di quarta generazione, alla realizzazione delle infrastrutture del progetto ITER per la fusione, allo sviluppo di nuovi materiali e tecnologie per l'efficienza energetica e all'elaborazione di strategie alternative per reti transeuropee dell'energia e di altri sistemi innovativi necessari a realizzare l'economia del futuro a bassa intensità di CO<sub>2</sub>.

A tal fine definisce le principali azioni da compiere:

- *Joint Strategic Planning*: la creazione (nel 2008) di uno *Steering Group* per l'attuazione del SET-Plan e l'armonizzazione delle iniziative nazionali; l'organizzazione di un *European Energy Technology Summit* (nel 2009) tra operatori, consumatori, investitori e *policymaker*; la creazione di un *European Energy Technology Information System* che fornisca informazioni tecnico-economiche qualificate sulle tecnologie energetiche e sulle risorse destinate a R&S.
- *Effective Implementation*: una serie di iniziative, che vanno ad aggiungersi a quelle già in essere, per valorizzare il potenziale della ricerca e dell'industria europea e per ripartire i rischi di investimento in R&S (*European Industrial Initiatives*, *European Energy Research Alliance* e *European energy infrastructure networks and system transition planning*).
- *Resources*: una struttura di coordinamento e ottimizzazione degli investimenti volta anche a rendere disponibili maggiori risorse per R&S attraverso la partecipazione di organismi europei quali la European Investment Bank. La redazione di una *Communication on Financing of Low-Carbon Technologies* da parte della Commissione (prevista per la fine del 2008) per valutare il potenziale e la necessità di risorse ed investimenti privati. Un programma di *Education & Training* per accrescere la disponibilità di competenze di qualità a livello europeo e nazionale.
- *International Cooperation*: una serie di iniziative volte a migliorare la cooperazione non solo nella ricerca ma anche nella definizione di standard internazionali, nella commercializzazione delle tecnologie emergenti, nella promozione dell'accettazione sociale delle infrastrutture energetiche, sia nei paesi membri che nei paesi in via di sviluppo che perseguono politiche sostenibili e offrano opportunità per l'industria europea.

<sup>41</sup> European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan), COM(2007) 723 definitivo.

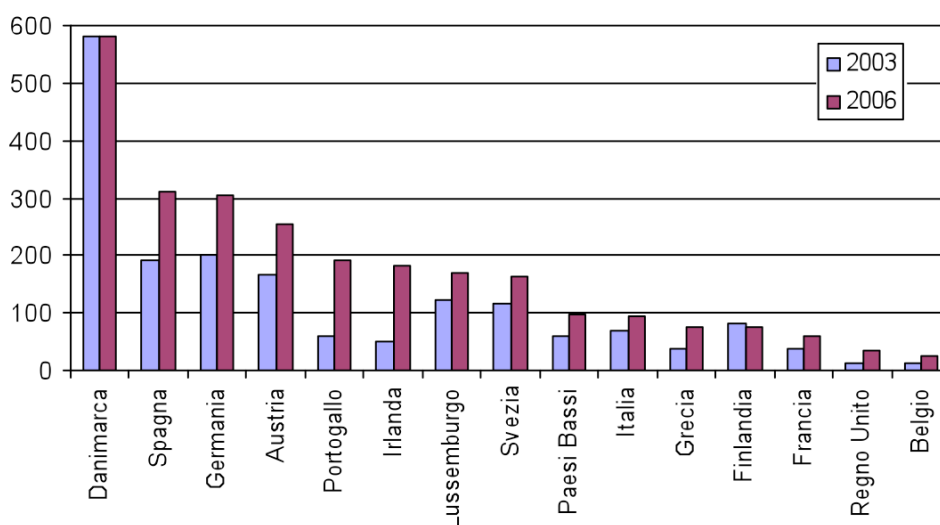


## 5.4 Le fonti rinnovabili per lo sviluppo sostenibile

Il ruolo rivestito dalle tecnologie FER nell'ambito del SET-Plan può essere dunque valutato come un primo fondamentale punto di partenza della strategia complessiva dell'Europa per lo sviluppo sostenibile. La straordinaria crescita della domanda di tecnologie FER (figure 5.1 e 5.2) che ha interessato i maggiori paesi europei (soprattutto dal 2001, in concomitanza con le prime importanti Direttive europee in tema di riduzione delle emissioni inquinanti<sup>42</sup>) ha infatti reso tale segmento produttivo tra i più dinamici nell'ambito delle eco-industrie.

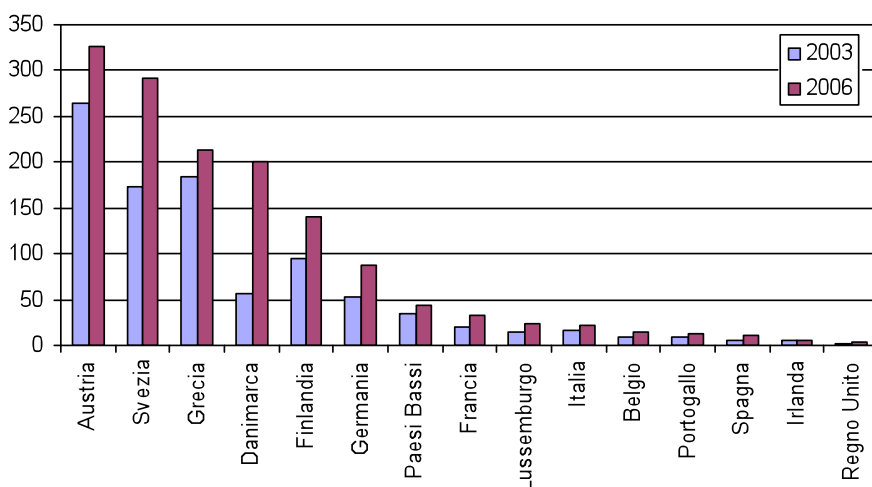
Lo stimolo europeo per una crescita dell'industria delle rinnovabili si configura pertanto oggi come una delle azioni maggiormente coerenti con il perseguimento dell'obiettivo dello sviluppo sostenibile.

Figura 5.1 - Capacità installata in MWe per milione di abitanti in FER\*



\* Eolico, fotovoltaico, idroelettrico <10 MW, geotermia ad alta temperatura  
Fonte: elaborazione ENEA su dati Eur'observer e Eurostat

Figura 5.2 - Capacità installata in MWth per milione di abitanti in FER\*



\* Solare termico, geotermia a m/b temperatura con uso diretto del calore, pompe di calore geotermiche  
Fonte: elaborazione ENEA su dati Eur'Observer e Eurostat

<sup>42</sup> Cfr. Direttiva 2001/77/CE della Commissione Europea.

Con lo sviluppo delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili il positivo impatto sull'ambiente si accompagna, infatti, all'intercettazione di mercati ad elevati tassi di crescita (figura 5.3), apportando miglioramenti alla competitività industriale. Un processo, quest'ultimo, che si può immediatamente evincere tanto dalla forte ed accelerata dinamica tecnologica del settore, osservabile dal corso delle attività di registrazione dei brevetti<sup>43</sup>, quanto dal peso acquisito dai maggiori paesi industriali sui mercati internazionali, con ciò contribuendo ad un'espansione significativa della produzione e dell'occupazione nell'ambito dei rispettivi sistemi economici<sup>44</sup>. Tali tendenze risultano ulteriormente rafforzate dai dati più recenti sull'espansione del mercato mondiale delle rinnovabili<sup>45</sup>: nel 2007, con 148 miliardi di dollari di nuovi investimenti, un incremento di quasi il 60% rispetto al 2006, il 23% della nuova capacità energetica installata (31 GW) a livello mondiale è attribuibile a fonti rinnovabili (pari a circa 10 volte quella relativa al nucleare) e, sempre a livello mondiale, le imprese operanti nel settore delle rinnovabili hanno rappresentato il 19% di tutto il capitale finanziario addizionale che si è riversato sul settore energetico. E le più che positive prospettive del mercato non sembrano esser state sostanzialmente compromesse né dagli andamenti altalenanti del prezzo del petrolio, né dalla gravità della crisi internazionale<sup>46</sup>.

È evidente, peraltro, che la spinta verso un autonomo sviluppo competitivo di tecnologie per l'uso di fonti energetiche rinnovabili da parte dei singoli paesi non solo renderà efficace il processo di sostituzione delle fonti energetiche fossili, ma contribuirà anche a contenere la dipendenza dall'importazione di risorse destinate a soddisfare la domanda di energia. In concreto, e così come già ampiamente sottolineato nell'ambito del precedente Rapporto Energia e Ambiente, la capacità delle diverse economie di dare impulso al proprio interno a processi di sviluppo tecnologico nell'ambito delle tecnologie FER sarà il fattore decisivo che potrà garantire dal rischio che si determini una situazione di dipendenza tecnologica secondaria a quella energetica.

La focalizzazione dell'Europa sull'industria delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili implica, peraltro, che si attui una trasformazione strutturale dei sistemi industriali, tale che la sostenibilità divenga endogena al processo di sviluppo. In altri termini, ciò che appare centrale nelle nuove strategie dello sviluppo è la tendenza verso la realizzazione di sistemi economici in cui le leve dello sviluppo economico sono intrinsecamente collegate ai requisiti di sostenibilità. Al rafforzamento di tale visione contribuisce, peraltro, la recente evoluzione della politica energetica degli Stati Uniti sotto la Presidenza Obama, che sottolinea come un *green new deal* possa improntare una parte rilevante del processo di uscita dalla crisi economica.

---

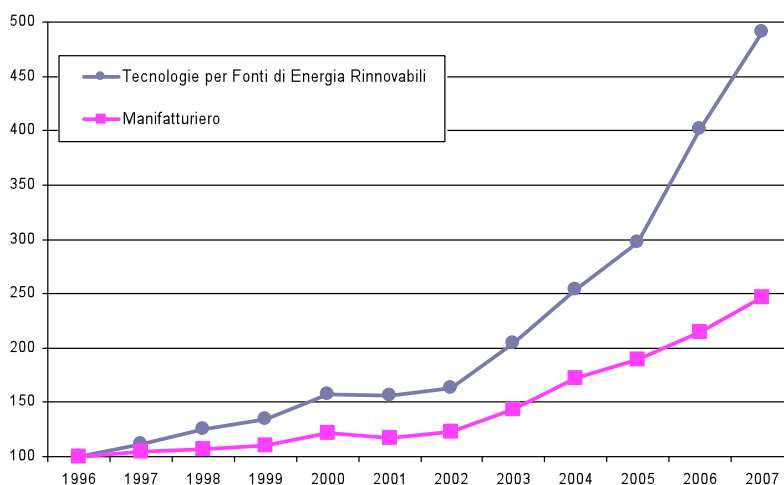
<sup>43</sup> Johnstone N., Hascic I. e Popp D., (2008), *Renewable Energy Policies and Technological Innovation: Evidence Based on Patent Counts*, NBER Working Paper, n. 13760.

<sup>44</sup> CBI, (2007), *Climate Change: Everyone's Business. A Report from the CBI Climate Change Force*.

<sup>45</sup> UNEP, (2008), *Global Trends in Sustainable Energy Investment 2008*.

<sup>46</sup> In tal senso si rimanda all'ultimo rapporto dell'UNEP (2009) *Global Trends in Sustainable Energy Investment 2009*, in cui si dà conto dell'impatto relativamente meno drammatico registrato dagli investimenti nel settore delle *clean technologies*.

Figura 5.3 - Dinamica delle esportazioni mondiali di beni legati alle tecnologie per fonti rinnovabili di energia rispetto al manifatturiero - Numeri indice (1996=100)



Fonte: elaborazione ENEA su OECD-ITCS Database e WTO ITS2008

È dunque importante rilevare come un'espansione dell'industria delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili sia in grado di introdurre nel sistema produttivo i seguenti "fattori intrinseci di sostenibilità":

- 1) *Aumento dell'efficienza energetica in funzione delle modificazioni delle specializzazioni produttive.* Recenti analisi<sup>47</sup> hanno mostrato come lo spostamento dei sistemi produttivi su specializzazioni ad elevata intensità tecnologica abbia ridotto la portata dei settori *energy intensive*.
- 2) *Riduzione delle emissioni integrata con i processi produttivi.* Le tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili si contrappongono alle cosiddette tecnologie ambientali *end-of-pipe* che intervengono sull'inquinamento a valle dei processi produttivi.
- 3) *Sviluppo della base delle competenze tecnologiche e leva sui processi di crescita.* L'acquisizione di competenze tecnologiche nel settore delle fonti rinnovabili contribuisce a rafforzare i diversi "sistemi nazionali di innovazione" in cui ha luogo, favorendo lo sviluppo tecnologico di tutto il sistema produttivo, la realizzazione di rendimenti crescenti di natura tecnologica e, in ultima analisi, dinamiche di crescita cumulative.

In linea generale i punti sopra riportati sono parte integrante di un più complessivo "approccio integrato alla gestione dei problemi ambientali", già presente nell'ETAP, e largamente ispirato alle logiche sottese dalle tecnologie non classificabili come *end of pipe*. Una differenza importante tra approccio *end of pipe* ed approccio integrato ambientale risiede, infatti, nelle conseguenze economiche per le imprese determinate dall'applicazione alternativa delle due strategie. Le misure *end of pipe* si risolvono in un aumento dei costi (d'impianto e d'esercizio) che si traduce in un aumento di costo del prodotto. In un'ottica di miglioramento ambientale ottenuta attraverso un approccio integrato si punta, invece, a migliorare e razionalizzare il processo produttivo sotto il profilo del consumo delle materie prime e dell'energia impiegate. Nel caso dell'approccio integrato diviene così possibile anche immaginare di ottenere efficienza energetica e ambientale a fronte di consistenti risparmi dei costi. Le potenzialità in termini di sviluppo sostenibile offerte dallo sviluppo delle FER devono, tuttavia, misurarsi anche con alcuni "ostacoli" che richiedono di essere approfonditi. In particolare la competitività economica, che deve misurarsi con le fluttuazioni del tutto straordinarie dei costi internazionali degli idrocarburi, e la stessa rilevanza delle potenzialità di sviluppo tecnologico, che può rendere rapidamente obsolete e superate le soluzioni correnti, possono indurre anche il rinvio di maggiori investimenti produttivi.

<sup>47</sup> WEC, (2008), *Energy efficiency policies around the world: review and evaluation, 2008*.

### 5.4.1 Il ruolo della spesa pubblica in Ricerca e Sviluppo

risiede soprattutto nella capacità del sistema economico nel suo insieme di sviluppare competenze tecnologiche proprie nel campo delle tecnologie ambientali che, come sopra indicato, facciano da volano allo sviluppo tecnologico del paese a fronte di più elevati standard energetico-ambientali. Come richiamato e sottolineato più volte anche nell'ambito dello stesso SET-Plan, non ci si può tuttavia attendere che la realizzazione di queste sinergie sia il risultato della sola iniziativa privata, o dei meccanismi di mercato, che possono risultare incompatibili con gli sforzi d'investimento richiesti, gli elementi di incertezza che li pervadono, le problematiche di sistema e di rete ad essi connessi e i tempi di realizzazione determinati dalle regolamentazioni ambientali.

Comprendere la diversa capacità dei diversi attori del sistema economico di incidere sullo sviluppo delle tecnologie FER appare, dunque, centrale al fine di valutare le potenzialità dei singoli sistemi economici nel sostenere queste importanti traiettorie dello sviluppo tecnologico.

Nel caso del settore privato, che ha un ruolo cardine nello sviluppo e nella diffusione delle tecnologie energetiche, emergono in particolare notevoli difficoltà nel dirigere gli sforzi dell'investimento in spese in R&S. Diversamente da altri settori in cui l'impegno in R&S è cruciale, nel settore energetico-ambientale i rendimenti derivanti dall'investimento in R&S risultano, infatti, relativamente modesti. Tale scarsa redditività appare in particolare influenzata da:

- 1) *La specificità dei processi di apprendimento.* L'evidenza relativa allo sviluppo storico di tecnologie energetiche mostra che il ruolo dei processi di apprendimento è centrale nello sviluppo di tecnologie per la generazione di energia e che tale processo impiega tipicamente diversi decenni prima che si possa giungere alla fase di commercializzazione. L'investimento iniziale in R&S nelle tecnologie energetico-ambientali rappresenta l'inizio di un "ciclo di innovazione" molto più lungo di quello riscontrabile in altri settori, con continui *feedback* tra l'apprendimento dall'esperienza nel mercato e l'ulteriore sviluppo di attività di R&S.
- 2) *La specificità delle infrastrutture.* Il problema riguarda tutte quelle tecnologie non connesse alle reti nazionali di distribuzione dell'energia e che trovano ostacoli ad entrare nel mercato indipendentemente dalla commerciabilità della stessa tecnologia.
- 3) *La presenza di distorsioni nel mercato a vantaggio delle tecnologie per l'uso di combustibili fossili* (ad es. attraverso l'uso di sussidi, a favore dei combustibili fossili<sup>48</sup>).
- 4) *La natura della competizione presente nel mercato.* I mercati dell'energia sono generalmente dominati da un numero limitato di imprese, mentre la distribuzione dell'elettricità si configura come un "monopolio naturale". Questi due fattori, così come anche la regolamentazione pubblica del mercato, non favoriscono l'innovazione.

Sembra essere pertanto ampio il consenso circa il ruolo strategico che l'investimento pubblico in ricerca è in grado di giocare in questo settore<sup>49</sup>. Questa posizione appare inoltre significativamente rappresentata dai dati relativi alla dinamica delle spese governative in R&S in campo energetico nel corso dell'ultimo decennio. È possibile infatti osservare come nel complesso dei paesi dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), tali spese siano cresciute senza soluzione di continuità per tutto l'arco del periodo considerato, e come quote crescenti di questo valore siano rappresentate dall'investimento in tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili (circa il 12% sul totale delle spese governative in ricerca energetica nel 2007 del totale dei paesi AIE). La crescita delle spese governative in R&S energetica si conferma anche nell'ambito della maggior parte dei paesi dell'UE(15) e quote crescenti, e significativamente superiori alla media AIE, sono generalmente riscontrabili per le tecnologie FER (circa il 20% nel 2007).

Le tendenze rilevate negli anni più recenti per la concentrazione della spesa governativa in R&S nelle tecnologie FER nei maggiori paesi europei, unitamente alla definizione di strategie

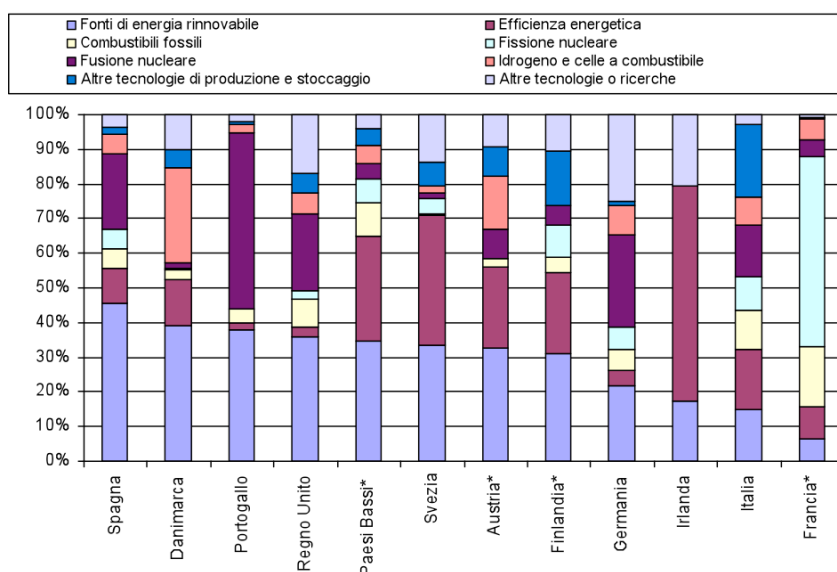
<sup>48</sup> Commissione Europea, *Inventory of public aid granted to different energy sources*, Bruxelles, 2002, SEC1275 e Stern (2007), op. cit.

<sup>49</sup> Stern N., (2007), op. cit.

orientate allo sviluppo di tali tecnologie nell'ultimo anno, sottolineano inoltre con forza l'emergere di linee di indirizzo nella ricerca energetica. Dall'assenza di una focalizzazione tecnologica dell'investimento pubblico nella ricerca energetica, e in particolare nel confronto con Stati Uniti e Giappone, l'Europa è evidentemente passata a una nuova e più evoluta fase di concezione delle proprie *policies*. Nell'ambito del recupero tecnologico che, come visto, i paesi europei hanno iniziato a mettere in atto da un decennio a questa parte, infatti, sono i criteri di sostenibilità dello sviluppo ad aver guidato le scelte di indirizzo dei governi. E si tratta al tempo stesso di scelte di grande rilevanza sul piano industriale e tali da giustificare l'occupazione di uno spazio competitivo crescente e comparabile con quello che, sempre sulla frontiera dell'innovazione, è attualmente riconosciuto a Stati Uniti e Giappone con riferimento alle biotecnologie e nanotecnologie rispettivamente<sup>50</sup>. La sfida tecnologica che l'Europa ha iniziato a intraprendere sul fronte dell'innovazione energetica ed ambientale si proietta d'altra parte in un confronto che è ancora tutto aperto. Ne è un'evidente riprova l'incisività con cui la nuova Presidenza degli Stati Uniti ha inteso proporre un rilancio della spesa in Ricerca e Sviluppo in campo energetico incrementando gli stanziamenti del 18% rispetto all'anno precedente<sup>51</sup>.

Ed è altrettanto importante rilevare come anche in ambito europeo (e particolarmente nel più ristretto nucleo dei primi 15 paesi) la recente proiezione dell'investimento sul settore delle tecnologie FER sottenda al suo interno significative differenziazioni, soprattutto tra i maggiori paesi (figura 5.4).

Figura 5.4 - Composizione della spesa pubblica in R&S nei settori energetici. Anno 2007



\* 2006 ultimo anno disponibile.

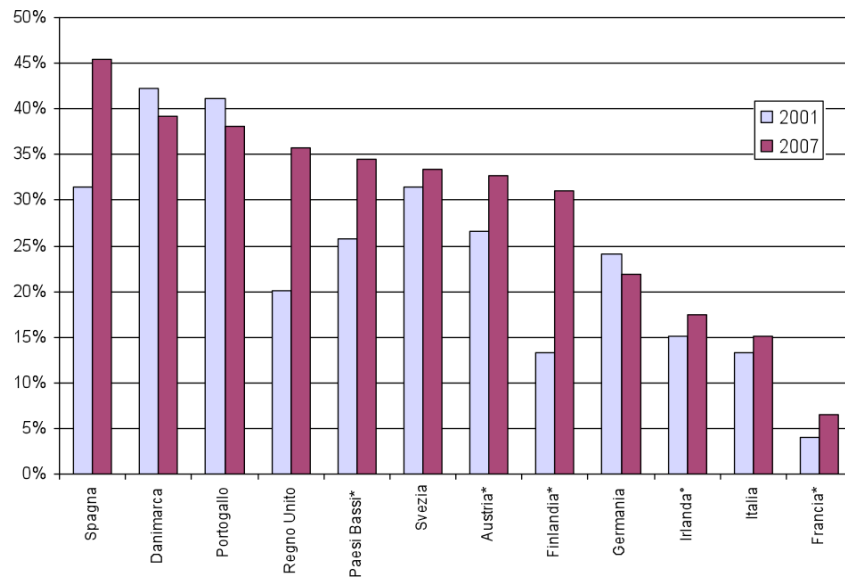
Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

Dall'esame delle quote di ricerca pubblica per l'energia relativa alle tecnologie FER emergono infatti le posizioni dei paesi scandinavi (Danimarca, Svezia, Finlandia) e di Regno Unito, Paesi Bassi, Austria e Spagna con quote superiori al 30%, mentre Germania, Italia e Francia registrano, rispettivamente, valori pari al 22%, 15% e 6%. Tale assetto si è andato delineando a partire dall'inizio del nuovo decennio insieme al progressivo e diffuso aumento dei flussi di spesa nella R&S energetica pubblica per le tecnologie FER (figure 5.5 e 5.6), ancorché la consistenza di questi ultimi debba essere valutata in rapporto alla diversa rilevanza della spesa pubblica in ricerca energetica nei singoli paesi (figura 5.7).

<sup>50</sup> Cfr. OECD Science, Technology and Industry Scoreboard (2007), *Innovation and performance in the global economy*.

<sup>51</sup> *Energiser Money*, The Economist, March 26th 2009.

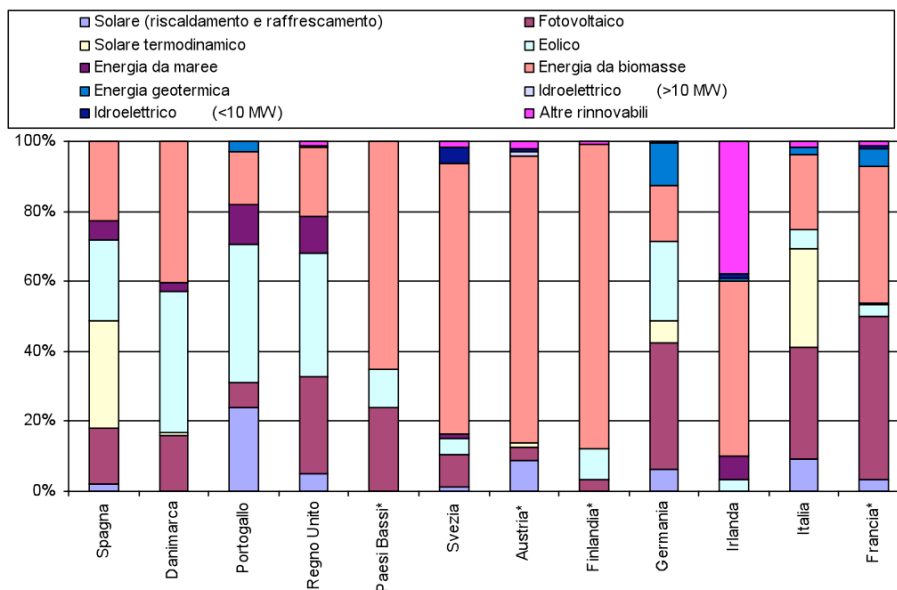
Figura 5.5 - Evoluzione 2001-2007 della spesa pubblica in R&S nelle rinnovabili (in percentuale della spesa pubblica in R&S energetica)



\* 2001-2006; ° 2002-2007.

Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

Figura 5.6 - Composizione della spesa pubblica in R&S nelle rinnovabili. Anno 2007



\* 2006 ultimo anno disponibile.

Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

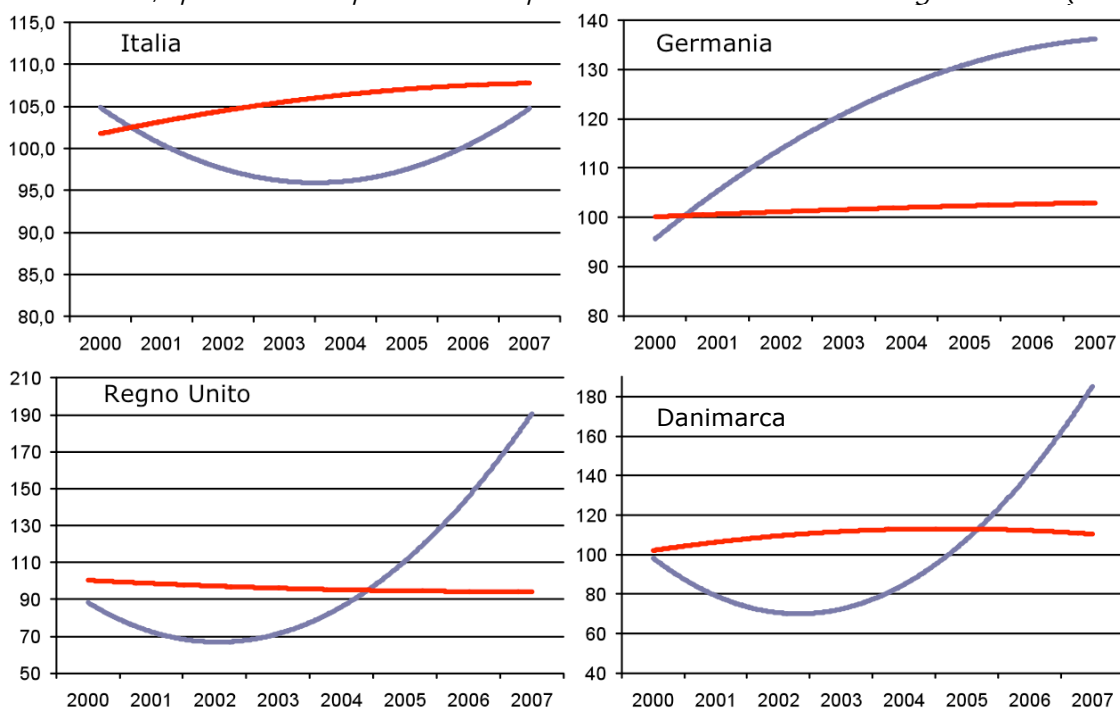
I dati più recenti qui riportati segnano inoltre un passaggio rilevante per quanto riguarda la crescente consistenza della quota di R&S dedicata alle FER in Finlandia (il 15% nel 2006) e una maggiore omogeneità dei valori di tale quota nei paesi che già nel 2006 presentavano valori elevati (in alcuni casi compresi tra il 40% e il 50%).

Quanto all'Italia è bene osservare che la spesa pubblica in ricerca energetica, pur presentando in senso relativo valori non marginali (più del 10% della spesa pubblica in ricerca, un valore molto simile a quello dei maggiori paesi europei), registra una contrazione nell'arco dei primi

anni del nuovo decennio, in aperta controtendenza rispetto ai maggiori leader tecnologici europei, e più accentuata di quella registrata per il totale della spesa pubblica in ricerca (rispetto alla quale, peraltro, e come mostrato nella figura 5.8, il nostro paese consolida la propria debolezza registrando un "sorpasso" da parte di Spagna e Portogallo). Tale contrazione si riflette in misura relativamente più contenuta nelle spese per l'efficienza energetica e per i combustibili fossili che, infatti, accrescono la propria incidenza sul totale della spesa.

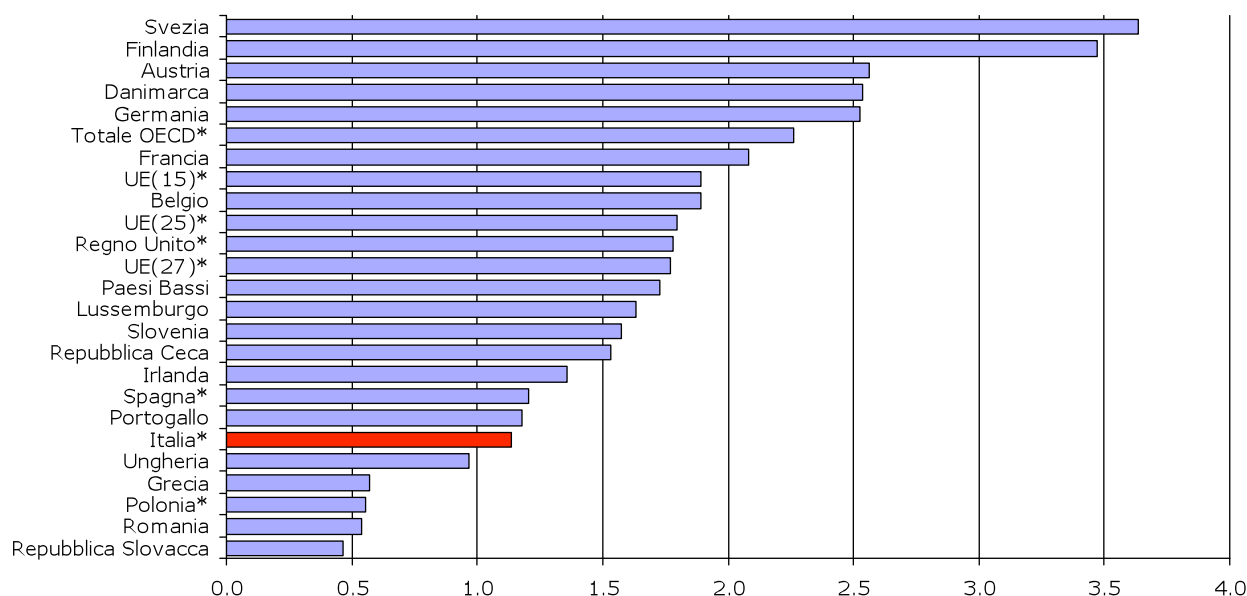
Un cambiamento di segno di tale negativo andamento si rinviene solo nel 2006, ma la componente destinata alle tecnologie FER mostra una ripresa decisamente più debole, presentando una diminuzione dell'ordine di 6 punti percentuali sul totale della spesa in ricerca energetica pubblica, con la prosecuzione di significative flessioni della voce maggiormente rappresentativa del solare termodinamico. Le indicazioni fornite dalle recenti tendenze dell'investimento pubblico in ricerca nelle tecnologie FER appaiono coerenti con l'impegno che ha caratterizzato i principali paesi europei nel processo di sviluppo di queste produzioni nel corso degli ultimi anni.

Figura 5.7 - Dinamica della spesa pubblica in ricerca energetica in rapporto al PIL e nel confronto con la spesa totale in R&S. La linea rossa rappresenta la quota complessiva di R&S sul PIL, quella blu la quota di R&S pubblica nel settore dell'energia sul PIL (2000=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE e OCSE

Figura 5.8 - Quota della spesa in Ricerca e Sviluppo in rapporto al PIL. Anno 2007



\* 2006 ultimo anno disponibile.  
Fonte: elaborazione su dati OCSE

Nella graduatoria dei paesi, le più elevate concentrazioni dell'investimento pubblico in ricerca energetica nelle tecnologie FER si riconoscono, infatti, in tutti quei paesi - Danimarca, Regno Unito, Germania, Spagna - che hanno acquisito posizioni di *leadership* crescenti contribuendo in misura significativa al processo di "recupero tecnologico" avviatosi in Europa. In questo senso è importante rilevare la centralità che in tale rinnovato contesto hanno assunto le tecnologie FER di seconda generazione, in particolare solare fotovoltaico ed eolico, e l'elevata e crescente concentrazione di ricerca energetica pubblica che tali paesi hanno riversato su di queste (figure 5.5 e 5.6). Non irrilevante è tuttavia l'impulso registrato dalle altre tecnologie FER, e in particolare quelle per la produzione di energia da biomasse, sulle quali pure consistente è stato l'investimento pubblico in ricerca di altri paesi europei (Svezia ed Austria, in primis).

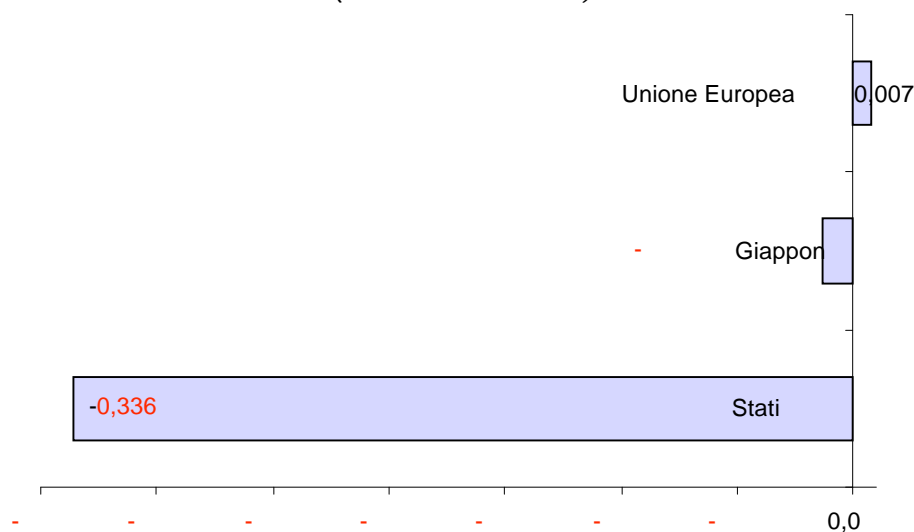
Nel complesso, il crescente impegno dell'Europa nella spesa in ricerca pubblica dedicata alle tecnologie FER si è tradotto anche in un significativo mutamento dell'allocazione delle risorse per singole tecnologie, con una prevalente incentivazione di quelle di più recente sviluppo. Gli effetti di tale processo sul tessuto industriale hanno appena iniziato ad esplicitarsi, data la brevità del periodo trascorso e soprattutto tenuto conto degli ingenti investimenti ancora richiesti dal settore.

Ma se si passa a considerare il profilo della capacità innovativa che i paesi europei sono ad oggi in grado di esprimere nelle tecnologie FER, i segnali di positive possibilità di sviluppo appaiono tutt'altro che flebili. Dall'esame delle quote sui brevetti mondiali del settore nel periodo di riferimento (2000-2004) emerge l'indicazione di una significativa specializzazione tecnologica dell'Europa, con un vantaggio tecnologico nei confronti di Stati Uniti e Giappone (figura 5.9).

I paesi dei quali già si è apprezzato l'investimento pubblico in ricerca, presentano inoltre posizioni di massima preminenza, mostrando quote sul totale mondiale dei brevetti nelle tecnologie FER e relative specializzazioni tanto più significative quanto più l'attività innovativa risulta concentrata nelle tecnologie di più recente e dinamico sviluppo (in prevalenza quelle di seconda generazione). Guardando al caso italiano spicca, invece, un'accentuata despecializzazione tecnologica, di entità comparabile solo con quella della Francia (figura 5.10).

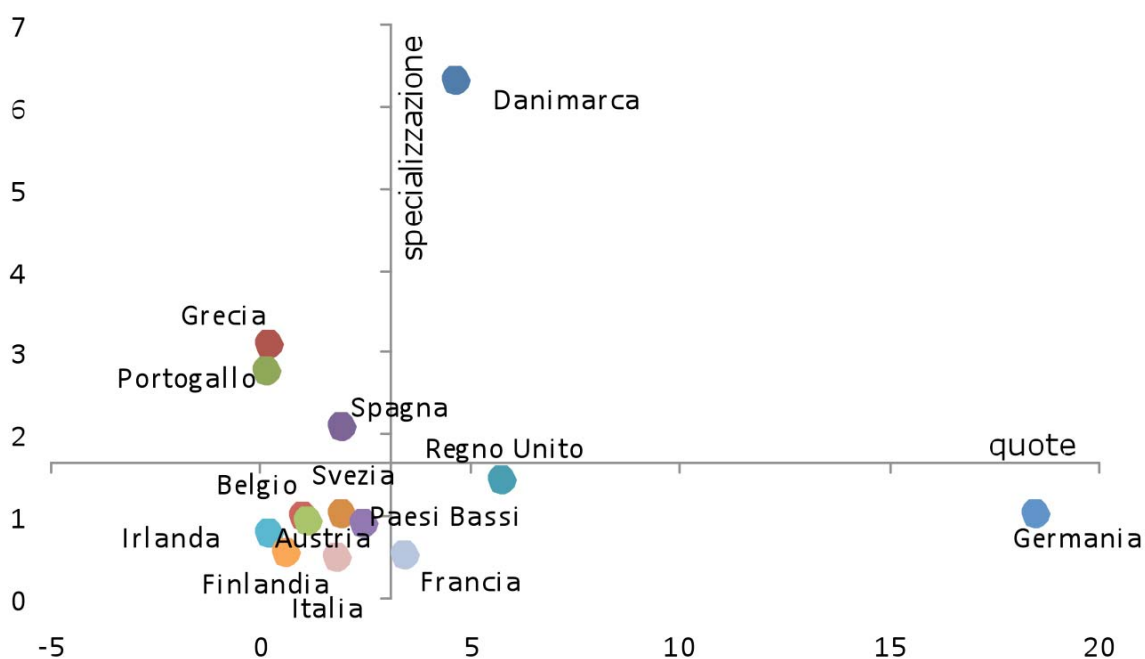


Figura 5.9 - Indice di specializzazione<sup>52</sup> nei brevetti per tecnologie per FER (media 2000-2004)



Fonte: elaborazione su OECD Patents Database, June 2007

Figura 5.10 - Quote dei brevetti e specializzazione tecnologica nelle tecnologie FER (2000-2004)



Nota: l'origine degli assi rappresenta il baricentro degli indicatori (in ascissa le quote e in ordinata il livello di specializzazione tecnologica).

Fonte: elaborazione ENEA su OCSE New patent database 2007

L'emergente capacità innovativa nelle tecnologie FER presente in diversi paesi europei sembra peraltro trovare diffuse conferme nello sviluppo delle dinamiche commerciali del quadriennio

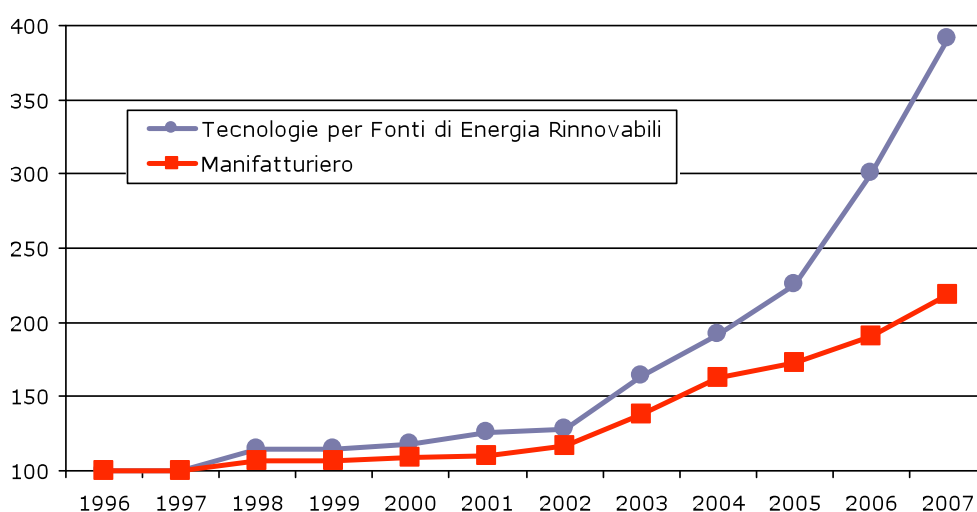
<sup>52</sup> Quello adottato nel presente lavoro è il classico indice di Balassa  $ISP = \left[ \frac{X_{ij}/X_i}{X_{mj}/X_m} \right]$  dove  $x$  rappresenta il valore delle esportazioni in un dato anno, gli indici  $i$  il paese oggetto di analisi,  $m$  il mondo,  $j$  il settore. Per renderne maggiormente immediata la lettura, l'indice è stato poi modificato come ISP-1 in modo che i valori positivi (negativi) indichino una specializzazione (de-specializzazione).

2004-2007 (figura 5.11). Proprio in quest'ultimo periodo le esportazioni di tecnologie FER di seconda generazione hanno infatti manifestato una tendenziale accelerazione in quelle economie che in esse si sono andate specializzando, registrando incrementi superiori alla media manifatturiera e contribuendo ad incrementare la quota di mercato dell'Europa tutta sul totale delle esportazioni mondiali di tecnologie FER<sup>53</sup>.

Anche se lungi dal potersi considerare un quadro consolidato, l'assetto produttivo dell'Europa nelle tecnologie FER è quantomeno in grado di rispecchiare i primi esiti positivi di un percorso di sviluppo competitivo fortemente indirizzato da importanti scelte tecnologiche che, come detto, trovano oggi una loro prima ratifica nei principali "piani di programmazione tecnologica" e che su tali piani individuano anche i necessari riferimenti di una strada ancora lunga da percorrere. Da questo contesto l'Italia sembra tuttavia distaccarsi (figura 5.12), manifestando una evidente debolezza competitiva rispetto alle *performance* europee e presentando, almeno per ora, deboli presupposti per la costruzione di una nuova capacità competitiva in quest'ambito. Il ruolo pubblico per il decollo di questi nuovi settori è stato certamente fondamentale in tutti i Paesi europei che cominciano oggi a ricavarci un primo importante spazio competitivo e l'Italia appare in questo senso dissonante.

Una valutazione maggiormente articolata delle potenzialità presenti nei diversi sistemi produttivi ai fini dello sviluppo di tecnologie FER deve, tuttavia, poter considerare anche le caratteristiche specifiche del tessuto industriale con le quali si misurano le leve di intervento delle *policies*. È importante infatti comprendere in che misura le specializzazioni produttive preesistenti in ciascun paese rappresentino una barriera allo sviluppo di "rigenerazioni settoriali" orientate a nuove produzioni e valutare in questa prospettiva le misure anche di politica industriale da intraprendere per incentivare tale processo.

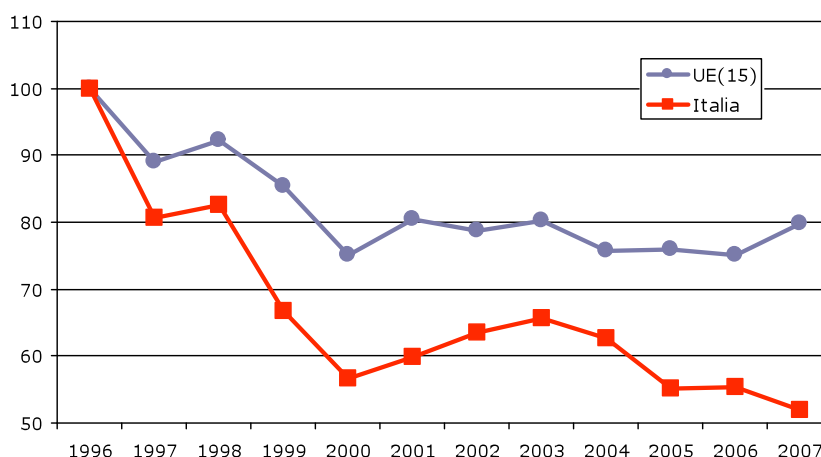
Figura 5.11 - Dinamica delle esportazioni dell'UE-15 di tecnologie FER (1996=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE-ITCS e WTO ITS2008

<sup>53</sup> Gli andamenti più significativi della competitività dei paesi europei nelle tecnologie FER emergono con forza dalla dinamica crescente delle quote di mercato sulle esportazioni mondiali. Queste risultanze manifestano talvolta un'apparente contraddizione con quanto evidenziato dai saldi commerciali. Nei paesi più dinamici gli andamenti di questi ultimi sono infatti spesso caratterizzati da passivi commerciali a partire dalla fase di accelerazione delle quote di mercato all'export. Paradigmatico è, in questo senso, il caso della Germania nelle tecnologie del fotovoltaico, che, nell'imprimere al settore uno sviluppo propulsivo, sollecita anche forti incrementi delle importazioni. Debbono essere, invece, diversamente interpretati i passivi commerciali di casi, come quello dell'Italia, in cui l'export si contraddistingue per quote stabilmente esigue (intorno allo 0,5%) e decisiva risulta la crescita delle quote di mercato all'import.

Figura 5.12 - Quote sulle esportazioni mondiali di tecnologie FER di UE-15 e Italia (1996=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE-ITCS Database

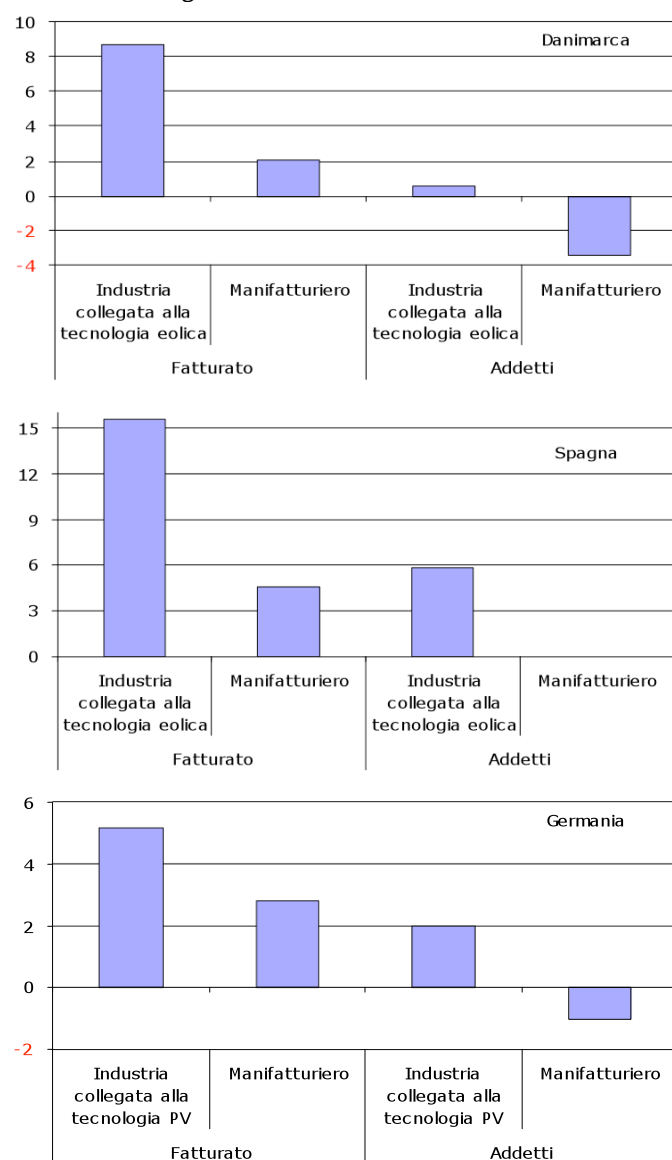
#### 5.4.2 Nodi strutturali e potenzialità di sviluppo competitivo

Nei paesi europei in cui la produzione di tecnologie FER si è andata consolidando, la dinamica espansiva dell'occupazione e del fatturato è emersa in tutta evidenza nel periodo 2000-2005, spesso in contrapposizione alla contrazione dell'attività produttiva che ha diffusamente investito il comparto manifatturiero (figura 5.13).

Le dimensioni del fenomeno appaiono ancora più ragguardevoli se rapportate all'espansione delle attività produttive "ad alta intensità di conoscenza" su cui sempre più si va misurando la costruzione degli *asset* competitivi e di crescita economica dei paesi più avanzati. L'incremento degli occupati in attività "ad alta qualificazione scientifica e tecnologica"<sup>54</sup>, che in ambito europeo è stato recentemente individuato come parametro di riferimento per una valutazione più realistica dello sviluppo dell'economia della conoscenza superando gli "steccati" imposti dalle classificazioni settoriali, fornisce a questo riguardo una base di confronto di particolare interesse. La dinamica degli occupati attivati dal settore eolico e dal suo indotto, disponibile per i due casi rappresentativi della Germania e della Danimarca, appare, ad esempio, del tutto confrontabile con l'espansione registrata dai settori "ad alta intensità di conoscenza", anche tenendo conto del diverso stadio di sviluppo, iniziale in Germania e avanzato in Danimarca, che si riscontra per queste produzioni nei due casi (figura 5.14).

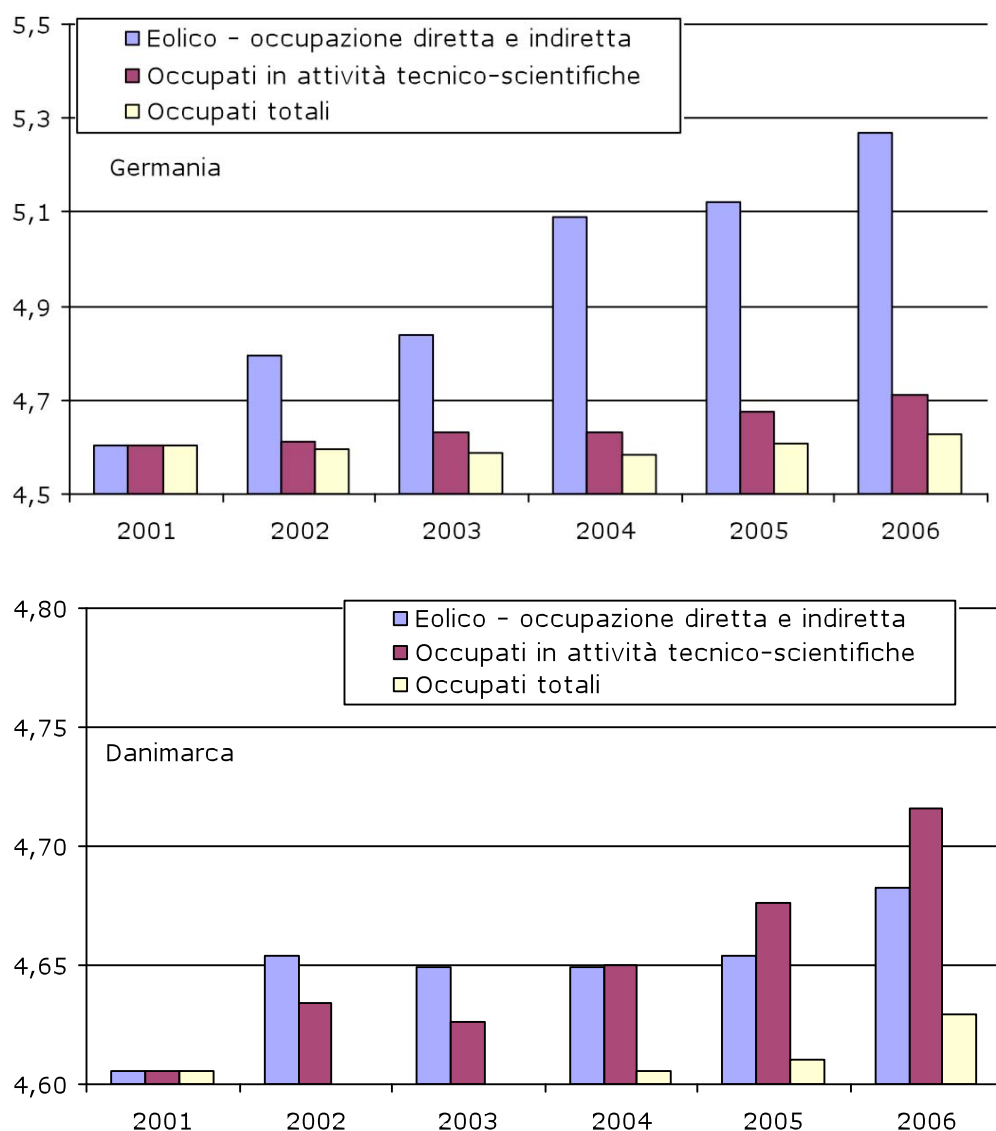
<sup>54</sup> *Human Resources in Science and Technology – Occupation* (HRSTO), ovvero individui occupati come professionisti e tecnici in attività tecnico-scientifiche secondo i codici 2 e 3 dell'International Standard Classification of Occupations (ISCO-88 [COM]) sviluppata dall'International Labour Organisation (ILO). ISCO 2: (professionisti) - occupazioni la cui principale attività richiede un alto livello di conoscenze ed esperienza professionali nei settori delle scienze naturali e della vita, o delle scienze sociali e umanistiche; ISCO 3: (tecnici e professionisti associati) - occupazioni la cui principale attività richiede conoscenze ed esperienza tecnica in uno o più settori delle scienze naturali e della vita, o delle scienze sociali e umanistiche. Cfr. Eurostat, (2007), *Highly qualified workers in science and technology*, Statistics in focus – Science and Technology, n. 103.

Figura 5.13 - Dinamica dell'occupazione e del fatturato in alcuni settori industriali collegati alle FER. Anni 2000-2005



Fonte: elaborazione ENEA su OECD-BSC Database

Figura 5.14 - Dinamica dell'occupazione nell'eolico e nelle attività ad elevata qualificazione scientifico-tecnologica\*



\* I valori rappresentano il logaritmo naturale del numero indice (2001=100).

Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat, Danish Wind Industry Association, Bundesverband Wind Energie e.V.

In genere, tuttavia, le industrie produttrici di tecnologie per fonti di energia rinnovabile non sono statisticamente di facile individuazione. Lo sviluppo di queste tecnologie tende, infatti, a rigenerare settori esistenti, tendenzialmente maturi come nel caso della meccanica varia e della stessa componentistica elettronica, piuttosto che a dare origine a veri e propri nuovi settori. Il fenomeno sfugge, pertanto, ad una precisa rilevazione statistica. In mancanza di dati che potrebbero provenire da indagini specifiche sulle imprese produttrici di tecnologie per fonti rinnovabili o da una ridefinizione delle classificazioni, per avere delle indicazioni sulla struttura industriale che ne caratterizza i settori di attività è, quindi, necessario fare riferimento ai dati statistici esistenti, che si riferiscono però ad aggregati industriali più ampi.

Nonostante gli evidenti limiti, tale operazione non è però priva di utilità intrinseca nella misura in cui ci consente, soprattutto in un confronto internazionale, di avere delle indicazioni sulla natura di quelle parti dei tessuti industriali dei vari paesi che per ragioni di tipo tecnologico, commerciale e manageriale costituiscono il terreno da cui è più verosimile che abbiano origine iniziative imprenditoriali nella produzione di tecnologie per la produzione di energia da fonti

rinnovabili, oltre a costituirne l'indotto produttivo. L'analisi della struttura industriale delineata nel presente lavoro si concentra in gran parte, quindi, proprio sull'ambiente industriale in cui nascono e operano queste imprese. La prospettiva suggerita per la lettura dei dati presentati tende, dunque, a cogliere l'esistenza di un potenziale endogeno di sviluppo all'interno dei vari sistemi economici che faccia leva sulle opportunità offerte dallo sviluppo delle tecnologie FER sfruttando la competitività esistente nei comparti industriali ad esse collegate.

L'effettivo stadio di sviluppo delle industrie che producono tecnologie FER e dei relativi mercati appare notevolmente differenziato nei vari paesi, anche nel contesto dell'Unione Europea. La posizione competitiva delle singole industrie nazionali nei settori tecnologicamente e commercialmente attigui alle produzioni di tecnologie per le fonti rinnovabili può, tuttavia, fornirci utili indicazioni sugli eventuali sforzi di politica industriale da attuare, oltre a fornirci indicazioni sui nuovi modelli di business che è più probabile vengano prontamente accolti dal sistema industriale considerato. La struttura industriale preesistente potrebbe, infatti, rivelarsi tendenzialmente svantaggiata dalle barriere che caratterizzano le singole industrie FER emergenti e dalla loro futura evoluzione, e condizionare pertanto il pieno sfruttamento delle opportunità di crescita implicate dallo sviluppo di questi settori.

Il processo di "rigenerazione" industriale che lo sviluppo delle tecnologie FER va a sollecitare appare, peraltro, tanto più interessante se si considera la forte prevalenza che nell'universo produttivo di riferimento assumono i settori tipicamente maturi o, comunque, assai prossimi alla maturità se confrontati con le più recenti dinamiche tecnologiche. L'asse portante di tali aggregazioni produttive è costituito dalle industrie della cosiddetta "meccanica varia" e da quella dei componenti elettronici (essenzialmente per quanto riguarda il fotovoltaico), e rappresenta una parte rilevante del comparto manifatturiero nei principali paesi europei (in media il 6% degli occupati), spesso a fronte di vantaggi competitivi da tempo consolidati soprattutto nel comparto meccanico (tabella 5.1). Tradizionalmente più fragile è infatti la posizione delle industrie dei componenti elettronici, con una perdita di rilevanza che si è andata accentuando negli ultimi anni a seguito delle importanti trasformazioni della divisione internazionale del lavoro determinate dallo sviluppo dei paesi del sud-est asiatico e della Cina.

Tabella 5.1 - Indice di specializzazione commerciale dei principali paesi europei.  
Tecnologie FER e macroaggregati industriali di riferimento

Macroaggregati riconducibili alla classificazione industriale (SITC)	1996 2000	2000 2002	2002 2005	Tecnologie FER	1996 2000	2000 2002	2002 2005
<b>Italia</b>							
69 – Manufatti metallici, nca*	0,58	0,57	0,65	Biomasse solide	-0,19	-0,12	-0,08
716 – Apparati elettrici rotanti e parti, nca*	-0,06	-0,03	-0,00	Eolico	-0,85	-0,86	-0,89
718 – Altri macchinari generatori di potenza	-0,33	-0,17	-0,18	Idroelettrico	0,03	0,09	-0,05
				Solare termico	-0,06	-0,02	-0,13
741 – Apparecchiature per riscaldamento e raffrescamento, e loro parti, nca*	1,15	0,37	0,38	Geotermia	0,34	0,34	0,40
				Pompe geoterm.	0,23	0,28	0,31
776 – Valvole e tubi catodici; diodi; circuiti integrati	-0,78	-0,77	-0,77	Fotovoltaico	-0,82	-0,79	-0,79
<b>Germania</b>							
69 – Manufatti metallici, nca*	0,23	0,22	0,24	Biomasse solide	-0,27	-0,26	-0,31
716 – Apparati elettrici rotanti e parti, nca*	0,05	-0,00	0,01	Eolico	-0,37	-0,49	-0,19
718 – Altri macchinari generatori di potenza	0,83	0,15	0,26	Idroelettrico	-0,00	-0,19	-0,05
				Solare termico	0,15	0,10	0,18
741 – Apparecchiature per riscaldamento e raffrescamento, e loro parti, nca*	0,05	0,00	0,01	Geotermia	-0,06	-0,06	-0,00
				Pompe geoterm.	-0,28	-0,25	-0,23
776 – Valvole e tubi catodici; diodi; circuiti	-0,62	-0,58	-0,59	Fotovoltaico	-0,11	-0,15	-0,19
<b>Francia</b>							
69 – Manufatti metallici, nca*	0,08	0,04	0,02	Biomasse solide	0,35	0,30	0,27
716 – Apparati elettrici rotanti e parti, nca*	-0,05	-0,01	-0,03	Eolico	-0,97	-0,98	-0,95
718 – Altri macchinari generatori di potenza	0,26	0,08	0,07	Idroelettrico	0,26	-0,02	0,26
				Solare termico	0,42	0,26	0,27
741 – Apparecchiature per riscaldamento e raffrescamento, e loro parti, nca*	0,19	0,06	0,05	Geotermia	0,32	0,30	0,32
				Pompe geoterm.	0,40	0,44	0,46
776 – Valvole e tubi catodici; diodi; circuiti	-0,44	-0,50	-0,57	Fotovoltaico	-0,59	-0,65	-0,63
<b>Regno Unito</b>							
69 – Manufatti metallici, nca*	-0,14	-0,15	-0,13	Biomasse solide	-0,76	-0,83	-0,78
716 – Apparati elettrici rotanti e parti, nca*	-0,07	-0,05	-0,01	Eolico	-0,88	-0,89	-0,77
718 – Altri macchinari generatori di potenza e parti, nca*	0,19	-0,05	0,03	Idroelettrico	-0,21	-0,30	-0,26
				Solare termico	-0,01	0,08	-0,00
741 – Apparecchiature per riscaldamento e raffrescamento, e loro parti, nca*	-0,25	-0,17	-0,17	Geotermia	-0,15	-0,07	-0,04
				Pompe geoterm.	-0,36	0,26	-0,23
776 – Valvole e tubi catodici; diodi; circuiti integrati	-0,41	-0,26	-0,45	Fotovoltaico	-0,22	-0,37	-0,40

N.B. Diversamente, ad esempio, dalle *Information and Communication Technologies*, le tecnologie FER non costituiscono un settore specifico facilmente identificabile da un punto di vista statistico, pur ricorrendo ad una disaggregazione spinta delle classificazioni di commercio; esse si caratterizzano, piuttosto, come solo una parte della produzione dei relativi settori industriali. Anzi ne costituiscono, come è stato evidenziato nel testo, un potenziale di innovazione della gamma produttiva. Il confronto fra la specializzazione commerciale nelle esportazioni dei settori industriali tecnologicamente contigui con le FER (calcolata sulla base della *Standard International Trade Classification*) e quella nelle esportazioni FER (approssimate sulla base della *Harmonized System*, più fine ma comunque non sufficiente a coglierle con precisione) deve essere letto in questa ottica.

\*nca: Non Classificati Altrove

Fonte: elaborazione ENEA su OECD-ITCS Database

Tabella 5.2 - Indice di concentrazione<sup>55</sup> degli occupati nei settori industriali collegati alle FER per alcuni paesi europei

Codici ISIC	Italia		Francia		Regno Unito	
	2000	2005	2000	2005	2000	2005
Manifatturiero	0,0092	0,0095	0,126	0,127	0,131	0,111
291 - Macchine di impiego generale	0,0192	0,0225	0,160	0,163	0,125	0,101
2930 - Apparecchi elettrodomestici, nca*	0,4493	0,4661	0,614	0,446	0,434	
3110 - Motori elettrici, generatori e trasformatori	0,0116	0,0418	0,158	0,158	0,138	0,105
3210 - Tubi, valvole e altri componenti	0,239	0,266	0,400	0,309	0,228	0,160

N.B. In mancanza di indagini specifiche su attività industriali altrimenti di difficile osservazione statistica si forniscono alcune informazioni relative alla struttura industriale dei settori tecnologicamente attigui alle produzioni FER e da cui queste hanno origine (definiti sulla base della International Standard Industrial Classification).

\*nca: Non Classificati Altrove

Fonte: elaborazione ENEA su OECD-BSC Database

La crescita estremamente sostenuta della domanda di tecnologie FER e quella ancor più accelerata della media che ha investito in particolare le tecnologie fotovoltaiche, suggerisce tuttavia di guardare con uguale attenzione alle concrete possibilità di sviluppo dell'intero comparto e di considerare in questo senso le caratteristiche della struttura di mercato delle diverse industrie di cui si compone. Mentre nella produzione di turbine e nella produzione di celle fotovoltaiche basate sulla tecnologia del silicio cristallino la concentrazione industriale è elevata, nel resto dei settori industriali, coinvolti nella produzione e nella fornitura di componenti per le tecnologie per biomasse solide, solare termico e pompe di calore geotermiche, le meno elevate barriere di ingresso e la più ridotta dimensione di scala efficiente delle produzioni consentono una maggiore articolazione della dimensione media di impresa.

È tuttavia altrettanto importante rilevare come il pieno sfruttamento delle opportunità di crescita offerte dall'emergente domanda di tecnologie FER poggia sulla complementarietà esistente fra imprese piccole, medie e grandi, anche nei casi, come quello emblematico delle celle fotovoltaiche, in cui è presente una più elevata concentrazione industriale. Tale concentrazione investe infatti i segmenti più a monte della catena del valore, in relazione alle importanti competenze e ai notevoli investimenti richiesti a questo livello, come avviene per la produzione dei *wafers* per l'elettronica. Un'importante caduta della concentrazione si verifica invece al livello dei produttori di celle e moduli, dove le conoscenze e gli investimenti necessari sono inferiori, oltre che nel segmento finale della catena del valore dell'industria dove sono presenti gli installatori, spesso piccoli e con un'attività collegata al territorio di appartenenza.

Nel confronto con i principali paesi europei, la struttura delle industrie manifatturiere italiane collegate alle FER mostra generalmente una minore concentrazione (tabella 5.2) e una dimensione media di impresa inferiore (figura 5.15). Si distinguono da questo dato l'industria che produce le tecnologie per il solare termico e le biomasse (al cui interno troviamo anche la produzione degli elettrodomestici) e l'industria che produce le tecnologie per il fotovoltaico (aggregata nelle produzioni di componentistica elettronica), dove i valori della concentrazione e della dimensione media di impresa sono superiori a quelli rilevati in altri paesi europei anche per la presenza di alcuni grandi *player* internazionali.

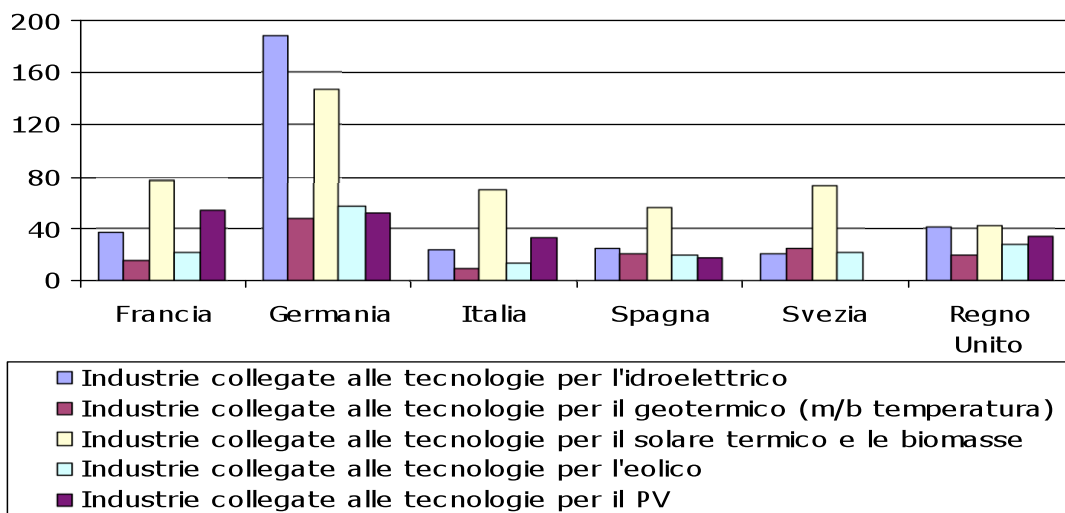
La bassa concentrazione industriale viene in genere imputata alla scarsa presenza di grandi imprese. Tuttavia, nei settori industriali considerati questa conclusione corrisponde solo parzialmente alla realtà. Da un'analisi maggiormente disaggregata, distinguendo le imprese per classe di addetti, è possibile osservare, infatti, come il dato medio settoriale sia pesantemente condizionato soprattutto dalla numerosità delle piccole imprese, particolarmente accentuata nel confronto internazionale nei settori in cui le condizioni tecnologiche e di mercato consentono un'organizzazione distrettuale dei processi produttivi e non pongono,

<sup>55</sup> Indice di concentrazione di Herfindahl  $H = \sum_{i=1}^n q_i^2$  successivamente normalizzato  $H_{norm} = \frac{H - 1/n}{1 - 1/n}$  per ottenerne una variazione fra 0 e 1 (massima concentrazione). Con la  $q$  si indica la quota di imprese attive nella classe dimensionale  $i$ .



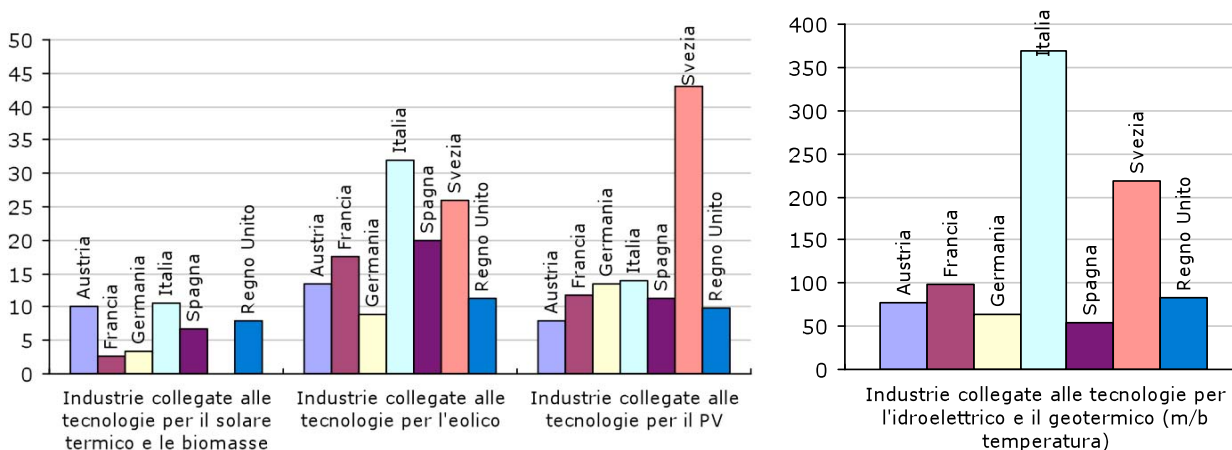
quindi, eccessive barriere all'attività di unità caratterizzate da dimensioni contenute come nella meccanica in genere (figura 5.16). In tali settori, la numerosità delle grandi imprese (con 250 addetti o più), rapportata alla dimensione nazionale, appare, infatti, essere in linea con quella degli altri maggiori paesi europei. Altrettanto non è rilevabile, invece, nell'industria della componentistica elettronica, da cui provengono le tecnologie per il fotovoltaico, e in cui si registra un effettivo *gap* negativo rispetto al contesto europeo relativamente al numero di grandi imprese attive per milione di abitanti (figura 5.17).

Figura 5.15 - Dimensione media di impresa in termini di addetti nei settori manifatturieri collegati alle FER. Anno 2005



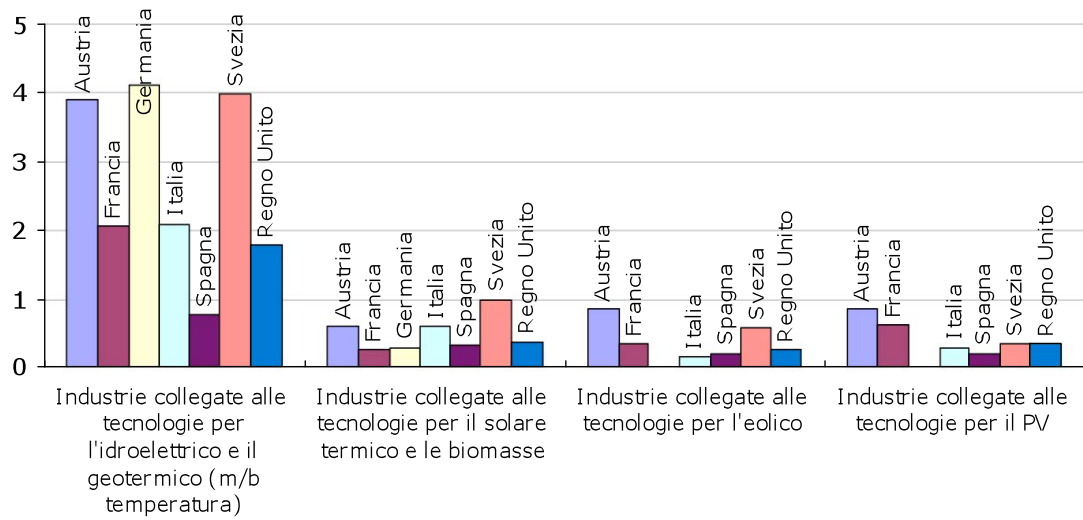
Fonte: elaborazione ENEA su OECD-SSIS Database

Figura 5.16 - Numero di imprese con meno di 20 addetti per milione di abitanti. Anno 2005



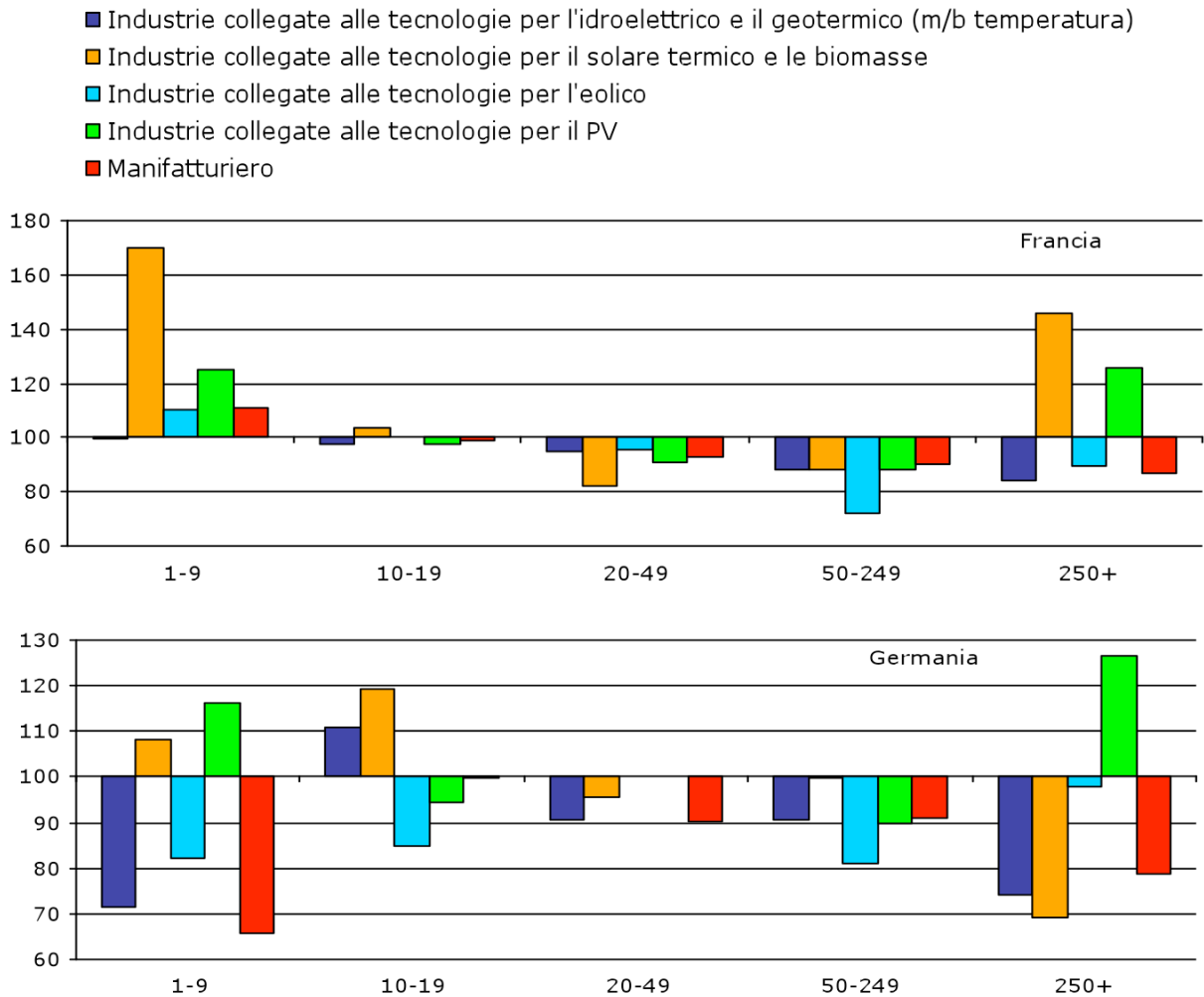
Fonte: elaborazione ENEA su OECD-BSC Database

Figura 5.17 - Numero di imprese con più di 250 addetti per milione di abitanti. Anno 2005

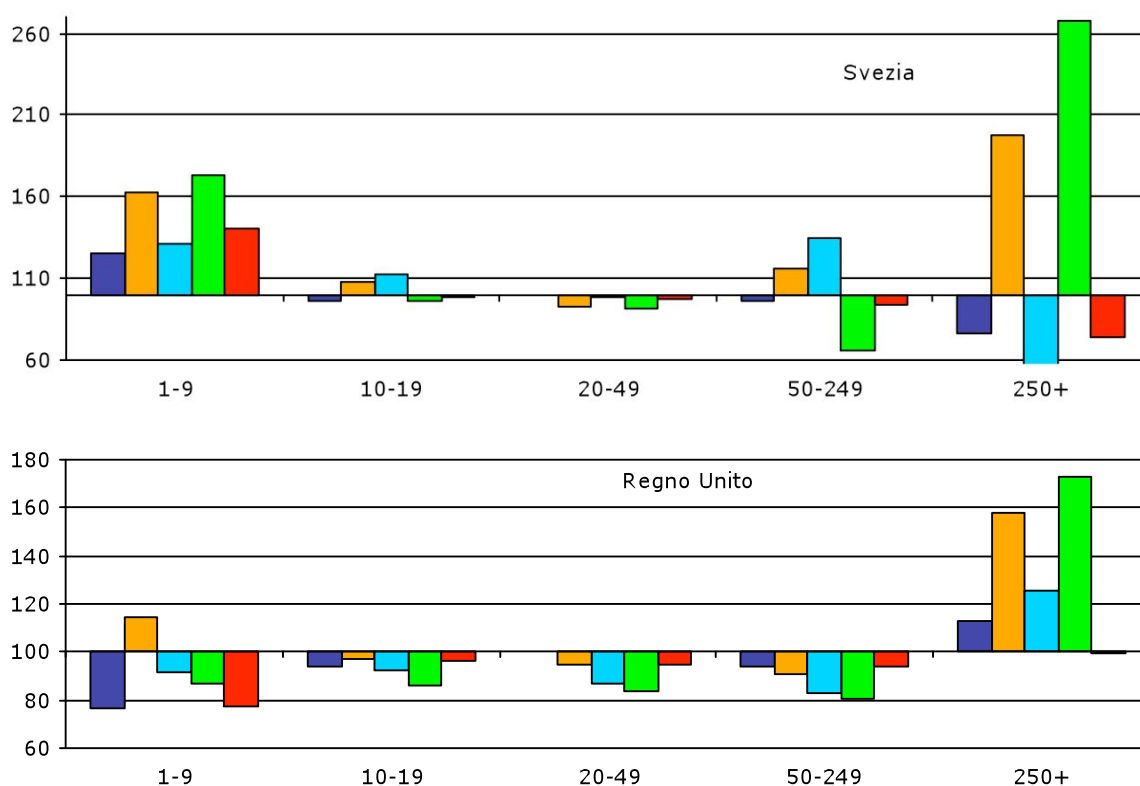


Fonte: elaborazione ENEA su OECD-BSC Database

Figura 5.18 - Dimensione media d'impresa per classe di addetti\*: un confronto internazionale fra l'Italia e gli altri paesi. Anno 2002\*\*



... segue figura 18



\* Nella figura sono riportati i valori del rapporto fra la dimensione media italiana e quella del paese indicato per ciascuna classe di addetto e settore riportato. Un valore positivo indica quindi una dimensione media maggiore per le imprese italiane, viceversa per i valori negativi.

\*\* I dati sono relativi al 2002, tranne che per la Germania, relativamente alle imprese con +250 dipendenti delle industrie collegate all'eolico e al fotovoltaico (2001), e per la Svezia relativamente alle imprese fino a 49 (2001) e con +250 (2004) dipendenti delle industrie collegate al solare termico e le biomasse e alle imprese con 20-49 (2001) e +250 (2004) dipendenti delle industrie collegate al fotovoltaico.

Fonte: elaborazione ENEA su OECD-BSC Database

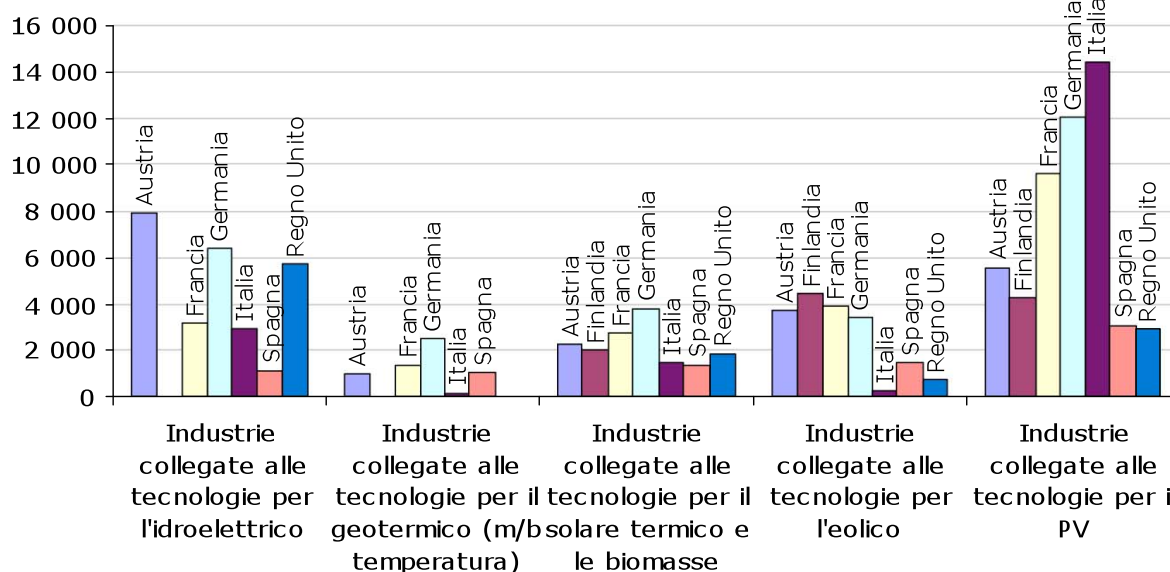
Misurando la dimensione media di impresa per singola classe di addetti (figura 5.18), quindi, la situazione appare meno differenziata da quella degli altri paesi, soprattutto laddove sono presenti punti di forza della specializzazione produttiva e commerciale come nella produzione di apparecchiature per uso domestico.

La dimensione media di impresa, allora, risulta in media sensibilmente maggiore in un confronto internazionale con i principali paesi europei, in particolare per le imprese con più di 250 addetti nella produzione di apparecchi ad uso domestico e nella componentistica elettronica.

Per le altre classi di addetti la dimensione appare sostanzialmente comparabile, sebbene lievemente inferiore per le medie imprese, mentre in diversi casi essa risulta superiore per le micro imprese.

A parità di dimensione d'impresa, il grado d'innovatività delle industrie collegate alle tecnologie FER, misurato attraverso i valori delle spese in R&S sul numero degli addetti, risulta, invece, per lo più critico e con poche positive eccezioni di rilievo. I valori rilevati sono generalmente inferiori a quelli registrati dagli altri maggiori paesi industriali, tranne che nella componentistica elettronica, pur collocandosi in più casi al di sopra della media manifatturiera del paese (figura 5.19).

Figura 5.19 - Spesa in R&S per addetto (valori in euro, 1999, 1998 per il Regno Unito)



Fonte: elaborazione ENEA su OECD-SSIS Database

In alcuni casi ciò potrebbe anche riflettere un processo innovativo sviluppato secondo le logiche dei distretti, delle filiere e delle reti, in cui le relazioni fra imprese assumono un ruolo fondamentale e in particolare l'interazione tra impresa committente e impresa fornitrice, compatibilmente con le caratteristiche di prodotto e di processo intrinseche al settore, ma il risultato appare comunque del tutto peculiare.

Pur nei limiti rappresentati dalla forte frammentarietà dell'informazione, che in quest'ambito è maggiore di quella riscontrata per le variabili industriali di base, è dunque ricorrente per l'Italia l'indicazione di una insufficienza della spesa in R&S connessa non solo alle specifiche peculiarità del suo tessuto produttivo, ma anche ad una più generale insufficiente propensione ad effettuare in queste industrie investimenti in ricerca "formalizzata", così come i dati sulle imprese di maggiore dimensione danno modo di vedere.

Se, dunque, l'analisi della struttura industriale dei settori manifatturieri collegati alla produzione di tecnologie FER evidenzia svantaggi "contenuti" dell'Italia rispetto ai maggiori paesi europei e, talora, persino posizioni di favorevole competitività confermata anche dalla spiccata specializzazione commerciale in questi settori, un punto di forte attenzione deve essere colto nell'insufficiente dimensione degli investimenti in R&S.

Si tratta certamente di indicazioni frammentarie e non completamente riconducibili alle specifiche imprese che hanno intrapreso l'attività di produzione nelle tecnologie FER. Tuttavia, si tratta anche di una spia importante delle caratteristiche rilevanti dei settori in cui si vanno sviluppando queste produzioni innovative che non possono non sollecitare approfondimenti sul piano delle conoscenze statistiche e riflessioni su quanto si è avuto modo di riscontrare negli andamenti dell'intervento pubblico in ricerca, così strategico per lo sviluppo delle tecnologie energetiche. Lo sforzo profuso dalle istituzioni pubbliche nella spesa in ricerca per lo sviluppo delle tecnologie FER deve essere infatti considerato, oltre che per la sua valenza specifica, anche come elemento indicatore dell'orientamento strategico più generale perseguito dalla politica energetica, ambientale ed industriale nazionale.

Gli investimenti necessari allo sviluppo dei mercati delle tecnologie per le fonti rinnovabili di energia necessitano di un orizzonte di programmazione che vada oltre il periodo di ammortamento del tipico stabilimento (da cinque a sette anni) per ridurre i rischi ad essi associati. Un contesto politico stabile, contraddistinto da una chiara strategia (che comprende

misure sia di incentivazione finanziaria che di informazione), una diffusa sensibilità ambientale e consolidate reti fra i mercati dei fattori risultano infatti come fattori determinanti per lo sviluppo dell'apparato industriale per la produzione di queste tecnologie.

In particolare occorre sottolineare come, in linea ancor più generale, il processo di investimento nelle nuove tecnologie ambientali debba essere sostenuto da un contesto di stabilità degli orizzonti di riferimento negli ambiti rilevanti dell'azione pubblica. Tale stabilità deve infatti contribuire a ridurre un'incertezza che potrebbe risultare troppo elevata, anche in relazione alla presenza di barriere di ingresso di cui si è detto, perché si realizzi uno spostamento delle risorse in questi settori emergenti.

L'estendersi della regolamentazione in campo ambientale sta certamente oggi concorrendo a segnalare nuove e importanti opportunità per gli investitori del mercato, e il suo procedere sta in qualche misura ridimensionando l'orizzonte di incertezza. Ma l'esistenza di un contesto normativo e istituzionale più confacente all'investimento non esaurisce i rischi e i limiti dell'azione individuale riscontrati per queste nuove aree dell'innovazione, mentre sollecita l'irrobustimento di quelle strategie pubbliche che sono venute a caratterizzare ultimamente i piani europei di intervento per la sostenibilità.

In questo quadro, centrale appare il ruolo delle politiche per la R&S in considerazione della rilevanza delle specifiche dinamiche tecnologiche. In particolare, situazioni quali quelle che si verificano in Italia, di maggiore separazione tra le strutture di "accumulo delle conoscenze" e le strutture di impresa, sono richieste strumentazioni d'intervento specifiche in grado di far convergere i diversi apporti.

## 6 OPZIONI TECNOLOGICHE PER IL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO NEL MEDIO E NEL LUNGO PERIODO

### *Introduzione*

Politiche energetiche e ambientali differenti possono determinare strutture del sistema energetico anche molto diverse tra loro. Ma le caratteristiche strutturali dei sistemi energetici fanno sì che servano tempi lunghi perché le politiche arrivino a produrre effetti significativi. Soprattutto, dalle caratteristiche tipiche delle tecnologie energetiche deriva un rischio di rilievo: che strategie mirate a obiettivi di breve periodo favoriscano la realizzazione di sentieri di sviluppo tecnologico nei quali si verificano effetti *lock-in* da parte di tecnologie non adatte a produrre gli auspicati risultati di lungo periodo. Cioè sentieri di sviluppo nei quali, a causa delle caratteristiche tipiche degli investimenti in tecnologie energetiche (l'alta intensità di capitale, la lunga durata di vita, la specificità di utilizzo), il sistema energetico si trovi ad essere "bloccato" in una configurazione tecnologica che rende impossibile il raggiungimento degli obiettivi di lungo periodo. La fissazione di chiari e credibili obiettivi di lungo periodo può invece aiutare nella scelta di investimenti che non producano questi effetti *lock-in*.

Nel settore energetico l'adozione di un approccio di lungo periodo all'analisi e valutazione delle politiche risulta dunque particolarmente ineludibile.

Questo capitolo affronta l'analisi delle prospettive del sistema energetico italiano con un'ottica di lungo periodo, a partire da analisi di scenario elaborate mediante modelli del sistema energetico basati su metodologie consolidate a livello internazionale.

Un altro elemento di rilievo di cui tener conto è che ogni sistema energetico nazionale è parte integrante di un sistema energetico più ampio, regionale e globale, coi quali è interrelato non solo a motivo della dipendenza energetica, ma anche per l'influenza che possono avere le trasformazioni radicali che il sistema globale si appresta a subire nei prossimi decenni. Da questo punto di vista, l'analisi di scenario qui presentata prova a definire il quadro complessivo che caratterizza il sistema energetico italiano nel più ampio contesto globale, e a fornire indicazioni utili a supporto delle decisioni.

Le valutazioni contenute nel capitolo sono il risultato di un lavoro di approfondimento degli scenari energetici presentati nel Rapporto ENEA "Analisi e Scenari" del luglio 2008, che mostrano come sia tecnicamente possibile - con riferimento a due orizzonti temporali del medio e del lungo periodo - lo spostamento del sistema energetico italiano lungo un sentiero di sviluppo coerente con gli obiettivi delle politiche energetiche e ambientali:

- nel medio periodo (2020), gli scenari ENEA mostrano come per l'Italia sia possibile il pieno raggiungimento degli obiettivi europei sulle fonti rinnovabili e un "sostanziale avvicinamento" agli obiettivi sulle emissioni di CO<sub>2</sub>;
- nel lungo periodo (2040), gli scenari ENEA mostrano come per il sistema energetico italiano sia tecnicamente possibile intraprendere una traiettoria di sviluppo in grado di determinare riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> anche imponenti, in linea con l'auspicio condiviso dai leader di tutti i paesi industrializzati di un dimezzamento delle emissioni mondiali entro il 2050.

Il raggiungimento di tali obiettivi è reso possibile da una parte attraverso investimenti in ricerca e innovazione tecnologica nelle filiere industriali nei settori delle tecnologie energetiche *low-carbon* e, dall'altra, promuovendo il ricorso a modelli di utilizzazione dell'energia finalizzati all'efficienza e al risparmio energetico. Tali investimenti hanno l'effetto di avvicinare al mercato le nuove tecnologie e diffondere il ricorso a quelle esistenti, creando in questo modo un effetto complessivo di accelerazione verso la decarbonizzazione del sistema energetico.

Gli scenari ENEA *di accelerazione tecnologica* mostrano come l'effettivo raggiungimento di questi obiettivi richieda una profonda trasformazione del modo di produrre e consumare l'energia. Il modello quantitativo utilizzato per l'elaborazione degli scenari, caratterizzato da una rappresentazione dettagliata delle tecnologie presenti e future del sistema energetico, ha permesso di individuare alcune tecnologie energetiche che possono risultare di particolare rilievo nella specificità del sistema energetico italiano. L'approfondimento dell'analisi degli scenari ha permesso di fare passi ulteriori nella valutazione, da diversi punti di vista:

- associando, alle valutazioni del contributo potenziale che le diverse tecnologie possono dare per ridurre l'impatto ambientale dei consumi energetici, il costo marginale di questo contributo;
- descrivendo il percorso di sviluppo di tali tecnologie nei suddetti scenari *di accelerazione tecnologica*, ed evidenziando quali traiettorie di breve-medio periodo del sistema energetico sono coerenti con il raggiungimento degli obiettivi di lungo periodo: solo in tal modo è possibile evitare il rischio di entrata nel sistema (con il sottolineato effetto *lock-in*) di tecnologie energetiche non adatte a produrre gli auspicati risultati di lungo periodo;
- analizzando e valutando con particolare attenzione la questione chiave delle implicazioni economiche del raggiungimento degli obiettivi ambientali, in termini di impatto sui costi del sistema energetico e, più in generale sul sistema economico nazionale.

#### **Box 6.1 - Scenari e modelli**

I mercati dell'energia costituiscono un sistema *complesso*, un sistema cioè caratterizzato da molteplici dimensioni legate tra loro da nessi di azione e contro-reazione. Conoscerne il futuro non è dunque possibile, e non si tratta di qualcosa di predeterminato che semplicemente ignoriamo, perché dipende anche dalle nostre azioni. Questa incertezza può essere in parte "esplorata" mediante analisi di scenario: gli scenari esprimono immagini alternative su possibili evoluzioni del sistema. Da un insieme di scenari diversi e contrastanti si può ricavare un quadro delle molteplici evoluzioni possibili del sistema valutandone i relativi benefici e costi.

Il ricorso ad analisi di scenario, cioè all'uso di *descrizioni internamente coerenti* dell'evoluzione del sistema energetico, permette inoltre di "tenere insieme" tutte le componenti del sistema, un elemento essenziale per effettuare valutazioni *quantitative* circa una delle questioni caratteristiche della politica energetica, la compatibilità tra obiettivi diversi. In tal modo risulta anche possibile rappresentare le interazioni esistenti tra i molti fattori in grado di influire sullo sviluppo delle diverse tecnologie, ed esplorare i *trade-off* esistenti tra le possibili traiettorie di sviluppo del sistema energetico, e insieme valutare le implicazioni di ciascuna di tali traiettorie in termini di costi, equilibrio fra domanda e offerta di energia, emissioni di CO<sub>2</sub>.

Il rispetto dei criteri scientifici della *coerenza interna*, che implica che i valori assunti da tutte le variabili considerate siano coerenti fra loro, e della *trasparenza*, che implica la riproducibilità di ogni scenario, sono garantiti dall'elaborazione degli scenari mediante modelli "formali". Modelli e scenari sono dunque strumenti di particolare utilità per assistere i decisori, aiutandoli a prendere decisioni informate circa le conseguenze di lungo periodo delle loro scelte. Essi "*costringono al contraddittorio i sostenitori delle varie alternative, non sulla base di concetti vaghi e opachi dettati dall'ideologia e intrisi di irrazionalità conservatrice o riformista, ma con diretto riferimento a rappresentazioni quantitative verificabili che fanno perno su elementi misurabili del sistema e che permettono di valutare le conseguenze delle decisioni*" (Bernardini, *Energia*, 2006).

Gli scenari elaborati dall'ENEA si basano su un modello elaborato mediante la metodologia MARKAL-TIMES (sviluppati dal programma Energy Technology System Analysis Programme dell'Agenzia Internazionale dell'Energia), contraddistinti tra le altre cose dalla possibilità di una rappresentazione molto dettagliata delle tecnologie che caratterizzano il sistema energetico, dall'approvvigionamento delle fonti primarie ai processi di conversione, trasporto e distribuzione dell'energia, fino ai dispositivi di uso finale per la fornitura dei servizi energetici.

Gli scenari qui presentati sono descrizioni di come il sistema energetico italiano può evolvere, data la metodologia utilizzata e le ipotesi adottate (non si tratta di *previsioni* di come il sistema evolverà). Gli scenari *tendenziali* (o *di riferimento*) proiettano il sistema energetico a partire dalle tendenze in atto, date le tecnologie attuali e del prossimo futuro, l'evoluzione del sistema economico e sociale, la legislazione vigente. Essi descrivono un'evoluzione neutrale dal punto di vista delle politiche, che può quindi essere utilizzata per analizzare l'impatto di possibili iniziative di *policy*. Alcune di queste possibili politiche sono qui esaminate negli scenari *di accelerazione tecnologica*. Si sottolinea però che gli scenari elaborati dall'ENEA non contengono proposte, né speculano su possibili interventi legislativi.

Una peculiarità della metodologia utilizzata per l'elaborazione degli scenari descritti nel capitolo consiste poi nel fatto che i dati di ingresso del modello Markal-Italia (che riproduce il funzionamento dell'intero sistema energetico nazionale a partire dalla rappresentazione di più di un migliaio di tecnologie che coprono tutti i settori di uso finale) sono stati "armonizzati" con i risultati di un approccio basato sulla consultazione, e le relative valutazioni, di gruppi di tecnologi esperti dei diversi settori (dell'ENEA e del CESI Ricerca), approccio utilizzato tra l'altro per il recente Piano d'azione nazionale sull'efficienza energetica. In particolare, tutte le misure di miglioramento dell'efficienza incluse nel Piano d'azione sono state inserite anche nel modello Markal-Italia per l'elaborazione degli scenari contenenti politiche e misure energetico-ambientali.

## 6.1 Obiettivi della politica energetica e ambientale europea

### 6.1.1 L'orizzonte di medio periodo

Le profonde trasformazioni strutturali in atto rendono sempre più stringente la necessità di valutare la sostenibilità dello sviluppo rispetto ad un uso più efficiente delle risorse e al contenimento dell'impatto sul clima terrestre prodotto dalle attività antropiche. In tale prospettiva, l'attenzione dei governi dei maggiori Paesi industriali si è andata concentrando su azioni di *policy* caratterizzate da una visione dei problemi dello sviluppo coerente con le logiche del cambiamento tecnologico e con la capacità di queste ultime di interpretare i mutamenti più radicali delle dinamiche produttive. La risposta dell'Unione Europea alle nuove sfide dell'energia e dell'ambiente si muove su due piani strettamente connessi:

- un piano riguarda gli obiettivi di riduzione delle emissioni, di incremento delle rinnovabili e dell'efficienza energetica che vengono definiti dal Consiglio Europeo di marzo 2007; tali obiettivi saranno tradotti nel gennaio 2008 nel cosiddetto "Pacchetto energia e clima", approvato dal Parlamento Europeo nel dicembre del 2008;
- l'altro riguarda il varo del Piano Strategico per le Tecnologie energetiche (SET-Plan, Commission of the European Communities, 2008) attraverso il quale cogliere le opportunità derivanti dall'investimento in nuove tecnologie, con l'obiettivo di far fronte ai vincoli della dipendenza energetica e della sostenibilità ambientale, ma anche di assicurare la necessaria competitività per la crescita dei sistemi economici dei paesi dell'Unione.

### 6.1.2 L'orizzonte di lungo periodo

Nell'orizzonte di lungo periodo, l'analisi delle prospettive del sistema energetico nazionale non può che fare riferimento ai più generali obiettivi in via di definizione a livello europeo e internazionale. Il presente quadro di riferimento è dunque quello determinato dalla attuale consapevolezza che su scala globale entro il 2050 le emissioni di gas serra dovranno essere ridotte del 60-80% rispetto alle proiezioni relative all'evoluzione tendenziale del sistema energetico globale, in primo luogo mediante una massiccia introduzione di nuove tecnologie energetiche. Sono queste infatti le conclusioni del più recente lavoro di revisione della letteratura sui cambiamenti climatici, elaborato dall'IPCC.<sup>56</sup>

Come si vede nella figura 6.1, che riporta una tabella del *Summary for Policymakers*, contributo del Gruppo di lavoro III al IV Rapporto di valutazione, se si utilizza la "miglior stima" per la sensibilità climatica, gli scenari di stabilizzazione più stringenti (tali cioè da stabilizzare la concentrazione di gas-serra a 445-490 ppm) potrebbero limitare l'incremento di temperatura a 2-2,4 °C al di sopra dei livelli pre-industriali. Scenari di stabilizzazione dei gas-serra su valori superiori alle 490 ppm CO<sub>2</sub>-eq comporterebbero invece incrementi della temperatura ampiamente superiori ai due gradi centigradi.

L'IPCC non raccomanda un target specifico per la stabilizzazione della concentrazione di gas-serra, che dipende necessariamente anche da una valutazione dei costi e dei benefici. Da questo punto di vista, il rapporto Stern ha concluso che i benefici della limitazione dell'incremento di temperatura entro i due gradi centigradi sarebbero maggiori dei costi necessari alla realizzazione di uno scenario coerente con tale obiettivo. Anche secondo il IV Rapporto dell'IPCC l'impatto economico di un tale scenario sarebbe contenuto:

- nel 2050 l'intervallo dei costi macro-economici per la mitigazione verso una stabilizzazione dei gas-serra a circa 650 ppm di CO<sub>2</sub>-eq è compreso fra una riduzione del PIL globale del 2% e un incremento dell'1%;
- nel caso di stabilizzazione a 550 ppm di CO<sub>2</sub>-eq, l'intervallo stimato dei costi economici va da valori leggermente positivi a una riduzione del PIL globale del 4%;

---

<sup>56</sup> Cfr. IPCC, 2007: *Summary for Policymakers*. In: *Climate Change 2007: Mitigation*. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.



- infine, per livelli di stabilizzazione compresi fra 445 and 535 ppm CO<sub>2</sub>-eq, i costi sono stimati inferiori a una riduzione del PIL del 5,5% (ma il numero di studi è limitato). In questo caso la riduzione del tasso di crescita medio annuo del PIL globale sarebbe pari allo 0,12%, e il PIL globale raggiungerebbe nel 2050 una crescita del 295% rispetto al valore del 2005, invece del 300% circa dello scenario *baseline*.

Qualunque livello di stabilizzazione della concentrazione di gas serra in atmosfera impone che le emissioni annue raggiungano un picco per poi iniziare a diminuire. Più basso è il livello di stabilizzazione, più rapidamente questo picco e questa successiva diminuzione dovrebbero verificarsi. Gli sforzi di mitigazione nei prossimi due o tre decenni avranno un vasto impatto sulle opportunità di raggiungere livelli di stabilizzazione più bassi. Nella maggioranza degli scenari di stabilizzazione più stringenti, cioè quelli rientranti nella I categoria della figura 6.1, le emissioni raggiungono il picco entro il 2015, dopodiché cominciano a diminuire, ed entro il 2050 vengono ridotte a meno del 50% di quelle attuali. La stabilizzazione della concentrazione di CO<sub>2</sub>-eq al di sotto delle 600 ppm richiede che il picco sia comunque raggiunto nel periodo 2010-2030.

Figura 6.1 - Caratteristiche degli scenari di stabilizzazione analizzati dall'IPCC

Categoria	Forzante radiativo (W/m <sup>2</sup> )	Concentrazione di CO <sub>2</sub> <sup>c)</sup> (ppm)	Concentrazione di CO <sub>2</sub> -eq <sup>c)</sup> (ppm)	Aumento della temperatura media globale rispetto ai valori pre-industriali all'equilibrio, usando la "miglior stima" della sensitività climatica <sup>b), c)</sup> (°C)	Anno di picco per le emissioni di CO <sub>2</sub> <sup>d)</sup> (Anno)	Cambiamenti delle emissioni globali di CO <sub>2</sub> nel 2050 (% delle emissioni del 2000) <sup>d)</sup> (%)	Numero di scenari valutati
I	2.5 – 3.0	350 – 400	445 – 490	2.0 – 2.4	2000 - 2015	da -85 a -50	6
II	3.0 – 3.5	400 – 440	490 – 535	2.4 – 2.8	2000 - 2020	da -60 a -30	18
III	3.5 – 4.0	440 – 485	535 – 590	2.8 – 3.2	2010 - 2030	da 30 a +5	21
IV	4.0 – 5.0	485 – 570	590 – 710	3.2 – 4.0	2020 - 2060	da +10 a +60	118
V	5.0 – 6.0	570 – 660	710 – 855	4.0 – 4.9	2050 - 2080	da +25 a +85	9
VI	6.0 – 7.5	660 – 790	855 – 1130	4.9 – 6.1	2060 - 2090	da +90 a +140	5
Totale							177

Note:

a) La comprensione della risposta del sistema clima al forzante radiativo, come i *feedback*, è valutata in dettaglio nel Rapporto AR4 WGI. I *feedback* fra il ciclo del carbonio ed i cambiamenti climatici influenzano la mitigazione richiesta per un particolare livello di stabilizzazione delle concentrazioni atmosferiche di anidride carbonica. Ci si aspetta che questi *feedback* aumentino la frazione di emissioni antropogeniche che rimane in atmosfera mentre il sistema climatico si riscalda. Perciò, le riduzioni delle emissioni necessarie per raggiungere un particolare livello di stabilizzazione, riportato negli studi di mitigazione qui valutati, potrebbero essere sottostimate.

b) La miglior stima della sensitività climatica è 3 °C [WG I SPM].

c) Notare che la temperatura media globale all'equilibrio è diversa dalla temperature media globale attesa al momento della stabilizzazione delle concentrazioni di GHG, a causa dell'inerzia del sistema climatico. Per la maggior parte degli scenari valutati, la stabilizzazione delle concentrazioni di GHG avviene fra il 2100 e il 2150.

d) Gli intervalli corrispondono al 15° e 18° percentile della distribuzione degli scenari post-TAR. Sono mostrate le emissioni di CO<sub>2</sub> in modo tale che gli scenari multi-gas possano essere confrontati con gli scenari di sola CO<sub>2</sub>.

Fonte: IPCC

Il quadro di riferimento descritto fin qui ha trovato una conferma significativa nel Summit di Heiligendamm dei leader del G8 (giugno 2007), il cui comunicato finale sosteneva che per i paesi più avanzati è necessario "seriously consider a 50% CO<sub>2</sub> emissions reduction target by 2050". A seguito di questo Summit è stato tra l'altro chiesto all'Agenzia Internazionale dell'Energia di elaborare uno studio (*l'Energy Technology Perspectives 2008* presentato al successivo Summit del G8 di Tokyo, nel giugno 2008) sui possibili scenari, e le relative strategie, in grado di determinare entro il 2050 la stabilizzazione delle emissioni su livelli inferiori almeno del 50% rispetto a quelli attuali. Un obiettivo che ha come inevitabile corollario la necessità che le riduzioni delle emissioni nei paesi OCSE siano ancora maggiori.

Come si legge nello studio *Energy Technology Perspectives 2008*, "l'economia mondiale è destinata a quadruplicare tra oggi ed il 2050, a decuplicare in paesi emergenti come Cina e India, con conseguenze immediate sul consumo di energia. Le proiezioni più ottimistiche odierne del nostro scenario di Base prevedono, entro il 2050, un incremento del 70% della

domanda di petrolio e del 130% delle emissioni di CO<sub>2</sub>. [...] Secondo quanto indicato dal Comitato Intergovernativo sul Cambiamento Climatico (IPCC), una crescita di tale portata delle emissioni di CO<sub>2</sub> potrebbe innalzare la media delle temperature mondiali di 6 °C (eventuale livello di stabilizzazione), o forse più, con modificazioni rilevanti su tutti gli aspetti della vita e conseguenze irreversibili sull'ambiente.

**Box 6.2 - L'Energy Technology Perspectives 2008: scenari e strategie da oggi al 2050 nella visione dei paesi G8**

L'analisi si basa sul lavoro di modellizzazione sviluppato dal Segretariato dell'AIE e beneficia delle competenze della rete internazionale di esperti per la collaborazione sulle tecnologie energetiche dell'AIE. Essa parte dalla considerazione che nei prossimi decenni l'economia energetica mondiale dovrà essere trasformata. Scopo della pubblicazione è spiegare come si può fare. L'ETP è una pubblicazione sorella del *World Energy Outlook 2007* dell'AIE, in quanto utilizza lo stesso scenario di Base fino al 2030, estendendolo al 2050. Lo studio del 2008 continua le analisi contenute nell'edizione del 2006 dell'ETP, alla luce del Quarto Rapporto di Valutazione dell'IPCC, pubblicato nel novembre del 2007.

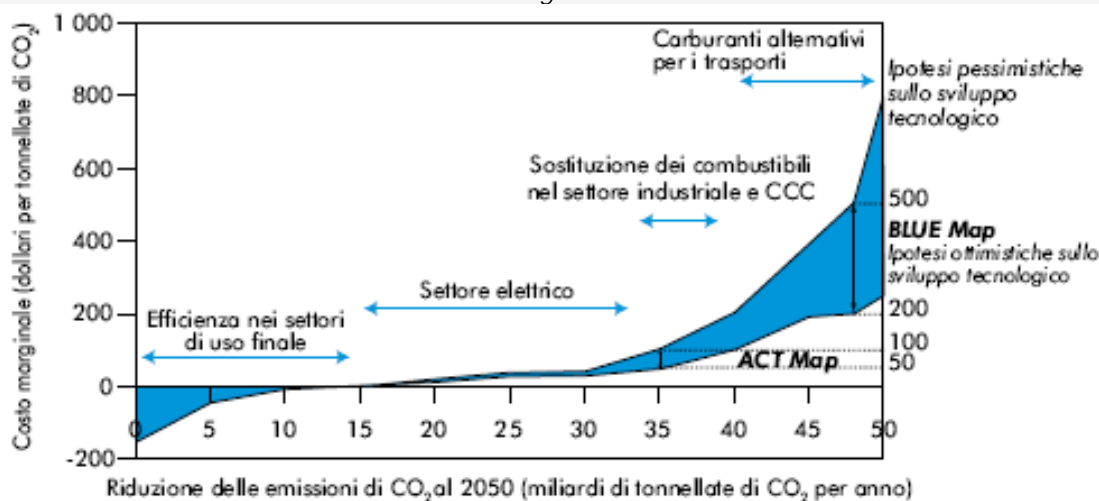
Nell'ETP 2008 sono presentati diversi gruppi di scenari. Gli "Scenari ACT" mostrano come le emissioni di CO<sub>2</sub> mondiali possono essere riportate, nel 2050, ai livelli attuali, mentre gli "Scenari BLUE" hanno come obiettivo una riduzione del 50% delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel medesimo arco temporale.

*Scenario ACT Map.* Le tecnologie che già esistono, o che sono in una fase di sviluppo avanzato, possono riportare le emissioni mondiali di CO<sub>2</sub> ai livelli attuali entro il 2050. In questo caso le emissioni devono raggiungere il loro picco tra il 2020 ed il 2030. Lo scenario ACT Map presuppone l'adozione di un'ampia gamma di tecnologie con un costo marginale fino a 50 dollari per tonnellata di CO<sub>2</sub> evitata, quando pienamente commercializzate.

*Scenario BLUE Map.* Una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 50% (rispetto ai livelli attuali) entro il 2050 è un compito impegnativo. Questo scenario presuppone un netto cambio di direzione in tempi molto brevi, per cui i costi non solo sono sostanzialmente più elevati, ma anche molto più incerti, perché gli scenari BLUE richiedono la diffusione di tecnologie ancora in fase di sviluppo, il cui progresso ed il successo finale sono difficili da prevedere. Se gli scenari ACT richiedono un forte impegno, gli scenari BLUE richiedono una messa in atto urgente di politiche nuove e lungimiranti per il settore energetico, mai usate sino ad ora. Sulla base di ipotesi ottimistiche sullo sviluppo di tecnologie chiave, lo scenario BLUE Map richiede una diffusione di tutte le tecnologie con un costo, a piena commercializzazione, fino a 200 dollari per tonnellata di CO<sub>2</sub> evitata. Se il progresso di queste tecnologie non dovesse portare ai risultati attesi, i costi potrebbero aumentare fino a 500 dollari per tonnellata. Al margine, quindi, lo scenario BLUE Map richiede l'utilizzo di tecnologie che costano almeno quattro volte più della più costosa tecnologia tra quelle necessarie nello scenario ACT Map. Ciononostante, il costo *medio* per le tecnologie necessarie nel Blue Map è molto inferiore a quello marginale, con una cifra compresa tra 38 e 117 dollari per tonnellata di CO<sub>2</sub> evitata.

La figura 6.2 mostra come il costo marginale per l'abbattimento della CO<sub>2</sub> nel 2050 aumenti con l'incremento del target di riduzioni di CO<sub>2</sub>, dallo scenario ACT Map fino a raggiungere i più alti livelli necessari per il BLUE Map.

Figura 6.2 - Costi marginali per la riduzione delle emissioni per il sistema energetico mondiale secondo gli scenari ETP 2008



Fonte: ETP 2008

La pressione sulle risorse naturali e sull'ambiente rischia quindi di divenire non sostenibile, "a meno che la domanda di energia non venga disgiunta dallo sviluppo economico e dalla riduzione della domanda di combustibili fossili".

La conclusione inevitabile è che è necessaria una vera "rivoluzione nel modo di produrre e consumare l'energia a livello mondiale": le tecnologie che già esistono, o che sono in una fase di sviluppo avanzato, sono infatti in grado di riportare le emissioni mondiali di CO<sub>2</sub> ai livelli attuali entro il 2050, ma il ritorno delle emissioni ai livelli del 2005 potrebbe però non essere sufficiente, per cui è necessario indagare potenzialità e costi di tecnologie ancora in fase di sperimentazione.

Infine, accanto alle valutazioni effettuate in ambito internazionale è il caso di accennare a come anche i principali paesi occidentali si stiano dotando di studi volti a indagare la possibilità di scenari e strategie in grado di più che dimezzare le emissioni nazionali entro il 2050. Un esempio di rilievo è costituito dal *White Paper on Energy* pubblicato dal governo inglese (Department of Trade and Industry) nel 2007, elaborato anch'esso utilizzando la metodologia Markal (nella versione Markal-Macro)<sup>57</sup>.

Tra gli elementi significativi della strategia delineata nel White Paper vi è quello di "provide legally binding carbon targets for the whole UK economy, progressively reducing emissions". A tal fine, il *draft Climate Change Bill* crea un nuovo quadro legislativo volto a determinare una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> (mediante azioni sia interne che internazionali) pari ad almeno il 60% entro il 2050 (rispetto al 1990), con un percorso che prevede una riduzione del 26-32% già entro il 2020. Gli scenari elaborati a supporto del White Paper mostrano come il raggiungimento di questi obiettivi sia tecnicamente possibile, anche senza la costruzione di nuove centrali nucleari.

A proposito dell'impatto economico di questi scenari, nel documento si distinguono gli effetti di lungo periodo da quelli di breve-medio periodo: se l'orizzonte 2050 è sufficientemente lontano da rendere possibile un completo riaggiustamento del sistema economico in risposta alle politiche, l'aggiustamento può invece risultare più complicato nel periodo compreso fra oggi e il 2020. Nell'ipotesi di un prezzo del carbonio unico<sup>58</sup> per i diversi settori, e in grado di determinare una riduzione delle emissioni del 30% entro il 2020, l'impatto sul PIL del 2020 sarebbe compreso tra l'1,3% e il 2% (a seconda del prezzo dell'ipotesi sui prezzi dei combustibili fossili), con una crescita dell'economia pari nel 2020 al 40-41% rispetto ai valori attuali, rispetto al 43% che si avrebbe in assenza di politiche.

Un'altra significativa analisi, successiva al White Paper, condotta da Institute of Public Policy Research, WWF e Royal Society for the Protection of Birds mediante lo stesso modello Markal-Macro usato per il White Paper (congiuntamente a un modello sviluppato dal Professor Dennis Anderson e utilizzato per la "Stern Review on the economics of climate change"), fa un passo ulteriore, dimostrando come sia "both technically and economically feasible to reduce the UK's emissions of CO<sub>2</sub> by 80% by 2050, without relying on unsustainable technologies."

---

<sup>57</sup> *Meeting the Energy Challenge. A White Paper on Energy*, May 2007, Department of Trade and Industry, Presented to Parliament by the Secretary of State for Trade and Industry, By Command of Her Majesty, May 2007.

<sup>58</sup> Espresso in costo per unità di emissioni di anidride carbonica equivalente evitate o ridotte.

## 6.2 Scenari energetici italiani di accelerazione tecnologica

L'analisi di scenario condotta dall'ENEA (sintetizzata nel box 6.3) è stata come detto finalizzata a valutare gli effetti di misure di politica energetica e ambientale coerenti con la "filosofia" degli obiettivi in via di definizione a livello europeo e internazionale. L'analisi parte da uno scenario di riferimento (*RIF*), che rappresenta l'evoluzione tendenziale del sistema in assenza di altri interventi di politica energetica e ambientale, e che costituisce quindi anche la *traiettoria* rispetto alla quale si confrontano gli scenari di intervento. Il passo successivo è costituito da due scenari "di intervento", ACT e BLUE secondo la terminologia IEA, ciascuno dei quali finalizzato ad esplorare uno specifico orizzonte temporale.

<b>Box 6.3 - Schema degli scenari ENEA</b>	
<b>RIF</b>	Legislazione corrente, tendenze macroeconomiche secondo DPEF 2007, tendenze demografiche da proiezioni ISTAT, prezzi dell'energia in linea con DPEF 2007 e IEA-ETP 2008. Lo scenario di riferimento è a "legislazione vigente": dal punto di vista delle politiche energetiche e ambientali esso tiene dunque conto solo delle misure pienamente implementate alla metà del 2008, mentre non include tutte le misure a quella data ancora ipotetiche, possibili o perfino probabili. <sup>59</sup>
<b>ACT</b>	Segue la filosofia degli scenari ACT dell'ETP 2008, basati sull'accelerata penetrazione sul mercato di tecnologie energetiche già esistenti o in una fase di sviluppo avanzato, anche grazie all'adozione di politiche e misure in grado di rendere conveniente l'adozione di tecnologie a ridotto utilizzo di carbonio fino a un costo aggiuntivo di 25 €/t di CO <sub>2</sub> . Interventi di incremento dell'efficienza energetica in linea con il Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica (già inviato alla Commissione Europea relativamente agli obiettivi per il 2016, secondo la direttiva 2006/32/EC) "esteso" al 2020. Estensione degli incentivi alla generazione da fonti rinnovabili e alla penetrazione dei biocarburanti nei consumi per trasporto, fino al raggiungimento del potenziale accessibile al 2020 secondo il <i>Position paper</i> del governo italiano. Sfruttamento solo marginale del potenziale di riduzione dei consumi corrispondente alle opzioni di "risparmio energetico", cioè ottenibile mediante un uso più razionale dell'energia.
<b>BLUE</b>	Segue la filosofia degli scenari BLUE dell'ETP 2008, che si pongono l'obiettivo di una riduzione, entro il 2050, delle emissioni di CO <sub>2</sub> del 50% su scala globale: scenario ACT rafforzato dall'aggiunta di politiche e misure in grado di rendere conveniente l'adozione di tecnologie a ridotto utilizzo di carbonio ancora in fase di sviluppo (il cui progresso e successo finale sono difficili da prevedere) fino ad un costo, a piena commercializzazione, che raggiunge 75 €/t nel 2020, in ulteriore aumento fino a 150 €/ton (200 \$/t) a partire dal 2030. Significativo sfruttamento del potenziale di riduzione dei consumi corrispondente alle opzioni di "risparmio energetico", mediante la riduzione della domanda di servizi energetici in risposta all'incremento del costo dell'energia.
<b>ACT+</b>	Scenario esplorativo del <i>trade-off</i> esistente tra incremento dei costi del sistema energetico e avvicinamento agli obiettivi sia di medio che di lungo periodo: simile allo scenario ACT all'orizzonte 2020, all'orizzonte 2040 si avvicina progressivamente allo scenario BLUE.

Infine, lo scenario ACT+, che risulta lo scenario di maggior rilievo tra quelli elaborati, ingloba in se stesso i due scenari ACT e BLUE:

- nel medio periodo (2020), esso permette un sostanziale avvicinamento agli obiettivi europei fissati dalla proposta di direttiva della Commissione UE, ad un costo incrementale che si ferma a valori leggermente superiori a quelli che la Commissione ha stimato come costi medi per l'intera Unione Europea;
- nel lungo periodo (2040), permette lo spostamento del sistema energetico italiano lungo un sentiero di sviluppo in grado di determinare una riduzione delle emissioni dell'ordine del

<sup>59</sup> Avendo l'ENEA partecipato al lavoro dell'Agenzia Internazionale dell'Energia ETP 2008, gli scenari ENEA qui presentati sono anche "armonizzati" a quelli contenuti in tale lavoro, sia per quello che riguarda le ipotesi relative alle principali variabili-guida degli scenari (prezzo dell'energia, crescita economica di lungo periodo), sia per le ipotesi relative a costi ed efficienza delle tecnologie utilizzate nel modello ETP e nel Markal-Italia. L'armonizzazione è stata inevitabilmente parziale, trattandosi in entrambi i casi di modelli contenenti diverse centinaia di tecnologie, ma ha potuto beneficiare della comune appartenenza dei due modelli alla metodologia Markal.

40% entro il 2040, a costi netti che nel lungo periodo divengono negativi; gli investimenti sulle nuove tecnologie riducono infatti la domanda di combustibili fino al punto che i risparmi totali sul costo dei carburanti superano gli investimenti addizionali per le tecnologie.

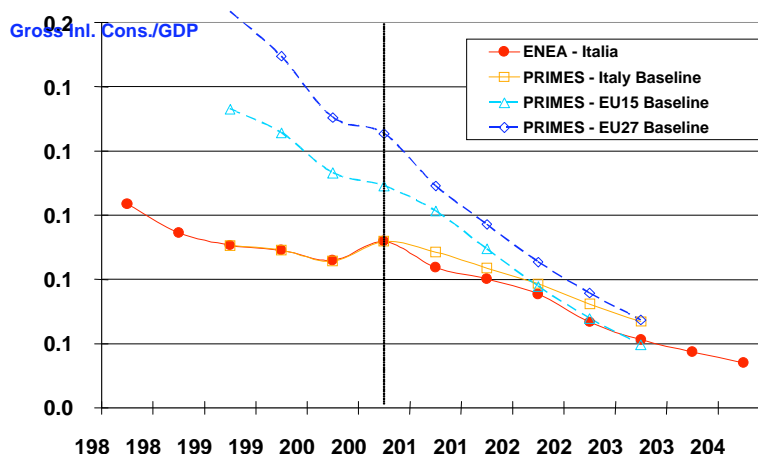
### 6.2.1 Lo scenario di riferimento

Nell'evoluzione di riferimento il fabbisogno di energia primaria cresce a un tasso medio annuo dell'1% (leggermente inferiore a quello degli ultimi quindici anni) fino al 2020, mentre nel lungo periodo la crescita si attesta su valori inferiori allo 0,5% annuo.

Questa evoluzione dei consumi implica una significativa e costante riduzione dell'intensità energetica primaria, che risulta comunque in linea con l'evoluzione prevista per l'Italia nel più recente scenario *Baseline* elaborato per conto della Commissione Europea<sup>60</sup>. L'unica differenza di rilievo sta nel fatto che lo scenario ENEA, pur elaborato prima del manifestarsi della crisi economica, presenta una maggiore riduzione dell'intensità energetica nel quinquennio 2005-2010, che a questo punto può considerarsi perfino prudente.

L'evoluzione dell'intensità energetica italiana delineata dagli scenari ENEA e PRIMES risulta invece molto "prudente" se confrontata tanto con l'evoluzione osservata nell'UE negli ultimi quindici anni quanto con quella implicita nello scenario *Baseline* elaborato per conto della Commissione Europea (figura 6.3), al punto che nel 2030 l'intensità energetica italiana verrebbe a risultare maggiore di quella media dell'UE-15.

Figura 6.3 - Intensità energetica primaria in alcuni scenari di riferimento



Fonte: elaborazione ENEA, Capros et al. (2008)

Quanto alla composizione del fabbisogno di energia primaria nello scenario di riferimento ENEA, per tutto l'orizzonte temporale, esso continua ad essere soddisfatto in larga misura dai combustibili fossili (quasi il 90% dell'energia primaria), con la conferma del trend di crescita dal ricorso al gas (prima fonte a partire dal 2015), mentre la dipendenza energetica risulta solo leggermente inferiore al 90%.

In termini di consumi finali di energia, i consumi dell'industria presentano una crescita moderata ma relativamente costante, a tassi annui solo leggermente inferiori a quelli dell'ultimo decennio, mentre tendono a stabilizzarsi nel lungo periodo. Il trend di crescita del settore civile si conferma invece sostenuto ancora per un decennio, in particolare a causa dell'evoluzione del terziario, mentre i consumi del settore residenziale tendono a una sostanziale stabilizzazione già nel breve periodo. I trasporti presentano una crescita inferiore a quella del civile, ma comunque, ancora significativa per un paio di decenni e continuano ad aumentare anche nel lungo periodo.

<sup>60</sup> Cfr. Capros P. et al., *Model-based analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables*, Primes Model - E3MLab/NTUA, June 2008.

### **6.2.2 Il sistema energetico italiano dopo la crisi. Una prima valutazione**

Le caratteristiche senza precedenti (almeno per il dopoguerra) della crisi economica e finanziaria possono incidere sui mercati dell'energia in modo non solo congiunturale. Anche gli scenari futuri che sono alla base di molte analisi del settore dovranno dunque essere via via rivisti man mano che si comprenderanno meglio gli effetti strutturali della crisi sul sistema energetico, al di là della semplice revisione al ribasso delle ipotesi di crescita economica relative agli anni di vera e propria recessione. Nella complessiva analisi di scenario presentata in questo Rapporto Energia e Ambiente, elaborata come detto all'inizio del 2009, lo scenario "di riferimento" è ancora quello elaborato dall'Ufficio Studi dell'ENEA all'inizio del 2009 (pubblicato in *Analisi e Scenari 2009*), che scontava ancora in modo molto parziale la profonda revisione al ribasso di tutte le stime di crescita per gli anni 2008-2010. Nelle analisi di scenario di medio-lungo periodo, d'altra parte, il rilievo dello scenario di riferimento sta soprattutto nel fatto che esso costituisce la traiettoria rispetto alla quale si confrontano gli scenari "di intervento". D'altra parte, in attesa di capire meglio la possibilità di cambiamenti "strutturali" del sistema, una revisione al ribasso dello scenario tendenziale può anche non avere un impatto significativo sulle curve delle emissioni relative agli scenari di "intervento".

Di seguito sono riportate alcune prime valutazioni circa i possibili effetti della crisi sul sistema energetico italiano, sia in termini di primi dati storici (parziali) relativi al 2009 che in termini di possibili effetti sull'evoluzione tendenziale del sistema in seguito all'aggiornamento delle ipotesi di crescita economica (lo scenario di riferimento include ora un'ipotesi di ripresa della crescita economica, e del valore aggiunto industriale, tale che quest'ultimo ritorna sui valori del 2007 all'incirca nel 2016).

#### *Una valutazione preliminare dei consumi energetici del 2009*

Il bilancio energetico italiano relativo all'intero 2008 mostra in primo luogo come la riduzione della domanda complessiva di energia (per il terzo anno consecutivo) sia stata fondamentalmente legata al rallentamento della crescita e poi alla crisi economica: la riduzione ha infatti seguito la progressiva caduta della produzione industriale, arrivata al -10,4% nell'ultimo trimestre dell'anno. Non a caso, dunque, la riduzione dei consumi energetici è stata significativa solo nel settore industriale (-4,7%), principalmente gas naturale (-9,1%) ed energia elettrica (-3,1%). La riduzione dei consumi è stata invece più contenuta nei trasporti, nei quali accanto alla riduzione significativa dei prodotti petroliferi vi è stata una forte crescita dei combustibili non tradizionali (gas naturale e biocombustibili). Hanno invece continuato a crescere gli usi civili, gas naturale in primis, significativamente a causa dei fattori climatici.

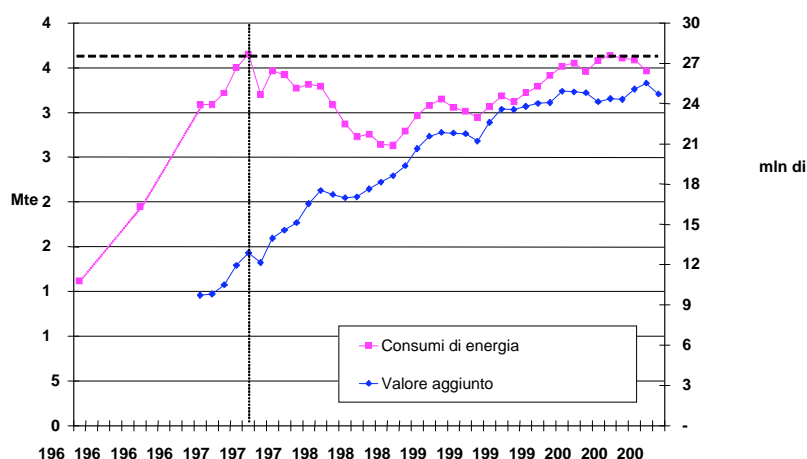
Poiché il pieno dispiegamento della crisi finanziaria sull'economia si è manifestato a partire dalla seconda metà del 2008, risulta di particolare interesse concentrare l'attenzione su alcuni primi dati relativi agli ultimi mesi del 2008 e alla prima metà del 2009:

- secondo prime stime, la domanda complessiva di energia in Italia è diminuita di circa il 7% rispetto al primo semestre dell'anno precedente, seguendo la riduzione del PIL e soprattutto il crollo della produzione industriale;
- dal punto di vista delle fonti primarie risulta particolarmente rimarchevole il crollo dei consumi di gas naturale: la prospettiva dei 100 miliardi di metri cubi (rispetto ai circa 86 del 2008) risulta ora spostata in avanti fino al 2020;
- una parte significativa della riduzione dei consumi di gas è spiegata dalla caduta dei consumi elettrici, dopo la prima marginale riduzione avvenuta nel 2008: la riduzione della produzione netta risulta vicina al 10% rispetto allo stesso periodo del 2008;
- i consumi dei prodotti petroliferi sono diminuiti del 7% circa rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, con riduzioni leggermente inferiori per benzina e gasolio auto e molto superiori per petrolchimica e industria.

Per provare a valutare i possibili effetti della crisi sul sistema energetico ed economico italiano in una prospettiva di medio periodo è utile guardare separatamente ai singoli settori di uso finale. Da questo punto di vista, si è già visto come l'impatto della crisi sia stato particolarmente significativo sull'industria.

La figura 6.4 mostra l'impatto di lungo periodo che le crisi petrolifere hanno avuto sugli usi energetici del sistema industriale italiano: i consumi di energia, in fortissima crescita fino alla prima crisi petrolifera, una volta raggiunto il picco nel 1974 non sono in seguito più tornati a quei valori, nonostante la costante crescita del valore aggiunto. In particolare, risulta evidente la drastica "rottura" del trend di crescita dei consumi, seguita da una fase piuttosto lunga di loro contrazione anche in termini assoluti, fino alla seconda metà degli anni 80, non a caso contrassegnati dal ritorno dei prezzi dell'energia su valori molto più contenuti.

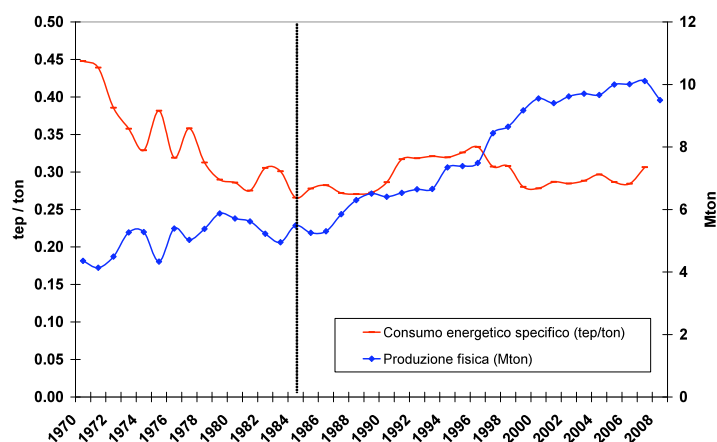
Figura 6.4 - Consumi di energia e valore aggiunto nell'industria italiana



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

La figura 6.5, relativa al singolo comparto dell'industria cartaria (ma caratteristiche simili si rilevano per altri comparti *energy-intensive*) aggiunge un elemento che aiuta a spiegare la dinamica sottostante al quadro settoriale: dietro alla riduzione dei consumi energetici vi è stata una ristrutturazione dell'industria italiana che ha comportato veri e propri incrementi di efficienza nell'uso delle risorse energetiche.

Figura 6.5 - Consumi energetico specifico e produzione fisica nell'industria della carta



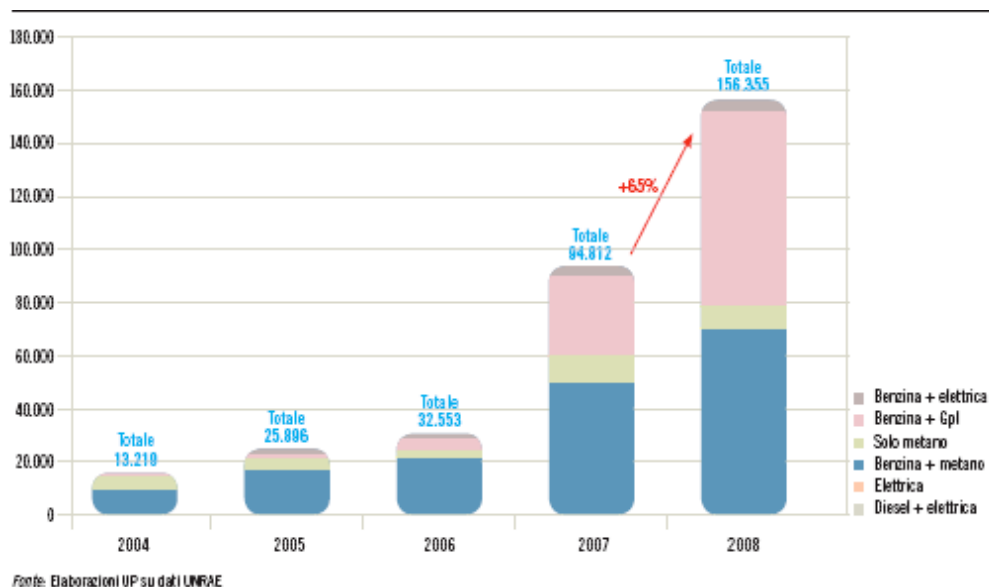
Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

Le figure 6.4 e 6.5 risultano dunque perfettamente concordanti anche quanto ad un'altra caratteristica che sembra distinguere l'evoluzione dell'industria italiana degli ultimi decenni:

dopo la profonda ristrutturazione seguita alle crisi petrolifere non vi sono stati progressi sostanziali sul fronte dell'efficienza dei processi industriali. Questi dati possono forse fornire qualche spunto utile, per valutare la questione della possibilità che la crisi attuale sia in grado di innescare una nuova fase di cambiamento strutturale dell'industria italiana, con particolare riguardo all'efficienza dei processi produttivi. Va sottolineato, ovviamente, che la crisi degli anni 70 associava, diversamente da oggi, stagnazione economica e forte crescita dei prezzi. Il parallelo con il passato sembra indicare che una condizione imprescindibile perché si verifichino cambiamenti strutturali sta nei segnali di prezzo che verranno dai mercati energetici, anche "sostenuti" dalle politiche energetiche ambientali.

L'altro settore nel quale l'attuale crisi sembra poter avere un effetto rilevante anche nel medio-lungo periodo è quello dei trasporti: ormai da parecchi anni la tendenza del mercato è al *downsizing*, al recupero del motore a benzina sul diesel (segmenti bassi), alla riduzione delle cilindrata, all'utilizzo di carburanti alternativi (metano, GPL, veicoli ibridi). La nuova regolamentazione sulle emissioni di CO<sub>2</sub> obbliga inoltre i costruttori a ridurre le attuali emissioni medie: del 23% al 2015, del 39% al 2020. Insieme all'impennata dei prezzi dei combustibili nel 2008, l'insieme di questi fattori potrebbe aver influito in modo duraturo sulla scelta delle tecnologie. Nei primi mesi dell'anno sono progressivamente aumentate le immatricolazioni di vetture "ecologiche", che hanno raggiunto livelli significativi (17% del totale in aprile), in primo luogo grazie agli incentivi, ma probabilmente anche in questo caso in risposta ai segnali di prezzo dell'energia, cioè sulla scia della tendenza in atto dallo scorso anno, messa in moto dai picchi del prezzo del petrolio (figura 6.6). La figura 6.7 mostra però come, a differenza di quanto avvenuto nell'industria, nel settore dei trasporti le crisi petrolifere abbiano avuto un impatto più che altro congiunturale, con riduzioni dei consumi in corrispondenza delle impennate del prezzo del petrolio, seguite dalla ripresa del trend crescente di lungo periodo a seguito del ritorno del prezzo del petrolio su valori più contenuti. I dati 2005-2008 sembrano confermare questa elasticità dei consumi dei trasporti al prezzo. La questione che dunque si pone è se anche questa riduzione dei consumi risulterà congiunturale, oppure se l'insieme dei tre fattori richiamati poco sopra (prezzo del petrolio, regolamentazione ambientale e crisi finanziaria) non possa aver indotto dei cambiamenti comportamentali tali da determinare una rottura del *trend* di lungo periodo.

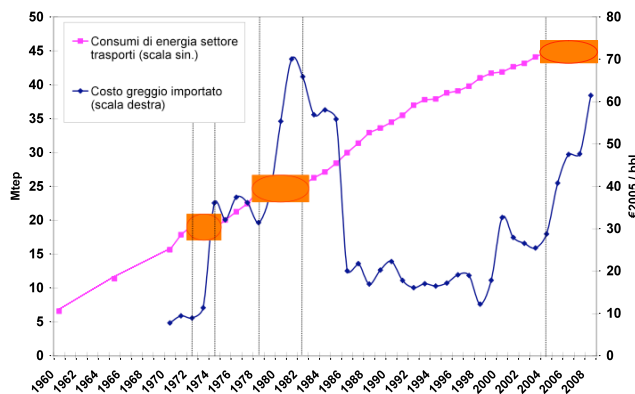
Figura 6.6 - Immatricolazioni di auto con alimentazioni alternative a benzina e diesel



Fonte: UP, Relazione Annuale 2009



Figura 6.7 - Consumi di energia e costo del petrolio in Italia



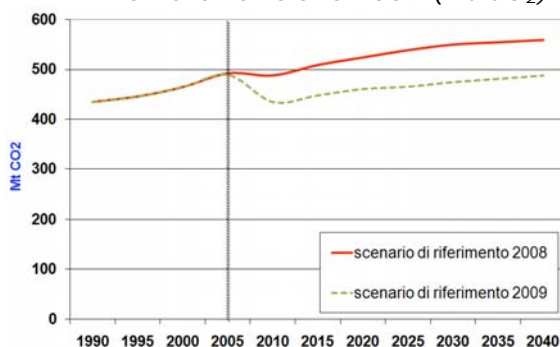
Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

### Una prima revisione dello scenario di riferimento

La revisione dello scenario di riferimento deriva dall'inserimento nello scenario dei dati quasi storici relativi al quadro macroeconomico del 2009, e include un'ipotesi di ripresa della crescita economica inizialmente modesta (nel 2010), poi più sostenuta, in linea con le valutazioni che stimano un ritorno del valore aggiunto industriale sui valori del 2007 all'incirca nel 2016.

Una rappresentazione sintetica del risultato dell'aggiornamento al 2009 dello scenario di riferimento riguarda l'impatto che la crisi economica può avere sulle emissioni del sistema energetico italiano, che è anche uno degli elementi di maggior interesse dello scenario. Come si vede dalla figura 6.8, il semplice aggiornamento della crescita economica per il periodo 2008-2012 determina un abbassamento dell'intera curva delle emissioni tendenziali di CO<sub>2</sub>. Una conseguenza di rilievo dell'abbassamento della curva delle emissioni tendenziali è però che, all'orizzonte 2020, si riduce la distanza di queste rispetto agli obiettivi europei di riduzione, per un valore pari a poco più di 20 Mt di CO<sub>2</sub>: dalle 492 Mt del 2005, lo scenario di riferimento 2008 prevede per il 2020 una crescita del 6,5%, lo scenario aggiornato una riduzione di quasi il 6%, e il gap rispetto all'obiettivo si riduce a circa 70 Mt di CO<sub>2</sub>. Se si considera che lo scenario del sistema energetico europeo considerato "auspicabile" dalla Commissione UE (lo scenario "NSAT-CDM corretto", vedi box 6.4) prevede per gli Stati membri un ampio ricorso ai crediti di emissione derivanti dall'uso dei meccanismi flessibili di Kyoto, che nel caso dell'Italia arrivano fino a un valore di 69 Mt di crediti da CDM, risulta chiaro come il nuovo quadro può presentare il "rischio" di ridurre la pressione per un impegno nazionale verso l'accelerazione tecnologica descritta nell'analisi di scenario presentata in questo Rapporto.

Figura 6.8 - Emissioni di anidride carbonica nello scenario di riferimento 2008 e nella revisione 2009 (Mt CO<sub>2</sub>)



Fonte: elaborazione ENEA

### 6.2.3 Gli scenari di accelerazione tecnologica

In tutti gli scenari ENEA di accelerazione tecnologica i consumi di energia primaria tendono sostanzialmente a stabilizzarsi, già a partire dal breve-periodo, su valori leggermente inferiori a quelli attuali. Nello scenario ACT i consumi riprendono a crescere moderatamente nel medio-lungo periodo, mentre negli scenari ACT+ e BLUE le riduzioni sono più significative e prolungate (figura 6.9).

In nessuno degli scenari di intervento la riduzione dei consumi di energia primaria raggiunge nel 2020 l'auspicato 20% (comunque non vincolante): rispetto allo scenario di riferimento la riduzione è pari a circa 25 Mtep (-12%) nello scenario ACT, mentre arriva a circa 30 Mtep (-14% circa) nello scenario ACT+ e a 38 Mtep (-18%) nello scenario BLUE. Un elemento di rilievo è che negli scenari ACT+ e BLUE una parte non marginale di queste riduzioni dei consumi deriva dall'introduzione di misure di contenimento della domanda di beni e servizi energetici (uso razionale dell'energia e "risparmio energetico"), in primo luogo mediante la trasmissione agli utenti di un significativo costo addizionale dell'energia. Questo costo addizionale sembra necessario per ottenere riduzioni dei consumi che vadano oltre quelle propriamente di efficienza energetica.

È interessante confrontare l'evoluzione dei consumi primari di energia nei due "principali" scenari ENEA (*Riferimento* e *ACT+*) con i tre più significativi scenari dell'analisi elaborata per conto della Commissione Europea (vedi box 6.4 per una descrizione), lo scenario *Baseline*, lo scenario *NSAT-CDM*, che permette il soddisfacimento degli obiettivi europei facendo ampio ricorso ai meccanismi di flessibilità, e lo scenario *RSAT*, nel quale il soddisfacimento degli obiettivi europei avviene in ogni paese con misure solo interne, senza ricorso ai meccanismi di flessibilità. Il confronto risulta di particolare rilievo per una duplice motivazione:

- per un verso, permette di "posizionare" gli scenari ENEA, di cui sono pienamente sotto controllo tutte le ipotesi, all'interno dell'analisi di scenario condotta per conto della Commissione mediante il modello PRIMES;
- per un altro verso, permette una migliore interpretazione degli stessi scenari PRIMES, che hanno avuto il rilevante ruolo di fare da supporto al pacchetto Energia e Clima e al successivo *burden-sharing* degli obiettivi, ma di cui non risultano disponibili le ipotesi adottate su opzioni tecnologiche e di politica energetica ambientale.

La figura 6.9 mostra in primo luogo come lo scenario di riferimento ENEA descriva una traiettoria tendenziale dei consumi di energia primaria sostanzialmente inferiore a quella delineata dal modello PRIMES. Questo, come detto, nonostante il fatto che l'analisi di scenario ENEA sia stata elaborata prima del pieno dispiegarsi della crisi economica, per cui almeno per il quinquennio 2005-2010 la significativa revisione al ribasso delle ipotesi di crescita alla base dello scenario di riferimento implica inevitabilmente, almeno in quei cinque anni, una crescita dei consumi energetici ancora più ridotta.

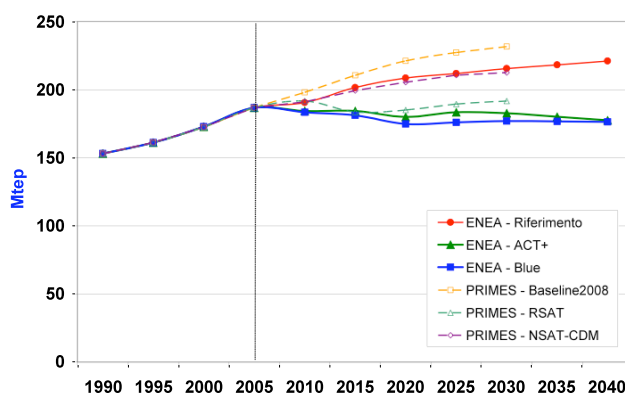
L'altro dato di rilievo riguarda la significativa vicinanza, in particolare per l'orizzonte di medio periodo (2015-2025), fra lo scenario ENEA ACT+ e lo scenario PRIMES RSAT. Si tratta in effetti di un risultato ragionevole, in quanto i due scenari hanno in comune il sostanziale soddisfacimento degli obiettivi europei in modo "autarchico", cioè mediante misure solo interne, senza ricorrere a nessuno dei meccanismi di flessibilità pure disponibili.

L'analisi dell'effetto degli scenari "di intervento" sulla riduzione dell'intensità energetica mostra di nuovo come questo risulti simile nell'analisi ENEA e nell'analisi PRIMES (figura 6.10):

- negli scenari ENEA il tasso di riduzione dell'intensità energetica sale dallo 0,9% medio annuo dello scenario di riferimento a più dell'1,7% negli scenari ACT+ e BLUE; è significativo come questi ultimi valori, pur molto elevati se confrontati con il passato, non sono però molto diversi da quelli che caratterizzano lo scenario tendenziale relativo all'EU-27 elaborato mediante il modello PRIMES (nel quale la riduzione è compresa fra il -1,3% e il -1,7% medio annuo);
- anche in questo caso le curve relative agli scenari ENEA ACT+ e PRIMES RSAT sono molto vicine, al punto di incrociarsi più volte lungo l'orizzonte temporale;
- è interessante come lo scenario PRIMES NSAT-CDM, che come detto permette anch'esso il rispetto degli obiettivi europei (ma con un ampio ricorso ai meccanismi flessibili), presenti una curva di riduzione dell'intensità energetica che sembra

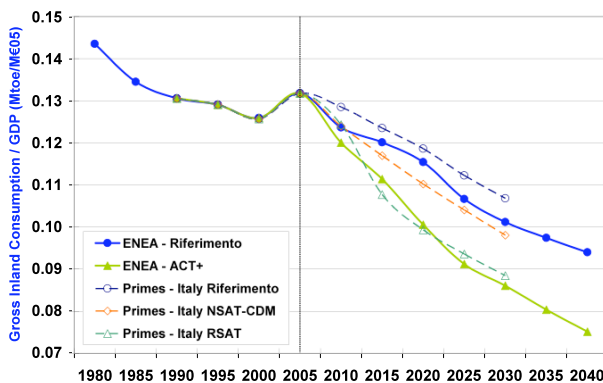
semplicemente la continuazione del *trend* del quinquennio 2005-2010 (un dato quasi "storico").

Figura 6.9 - Effetto di alcuni scenari "di intervento" sui consumi di energia primaria (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA, Capros et al. (2008)

Figura 6.10 - Effetto di alcuni scenari "di intervento" sull'intensità energetica primaria



Fonte: elaborazione ENEA, Capros et al. (2008)

Gli scenari ENEA di accelerazione tecnologica modificano in misura rilevante l'andamento del mix energetico, in quanto la riduzione dei consumi di energia è differenziata tra le diverse fonti primarie. In particolare, concentrando l'attenzione sullo scenario ACT+, si osserva che:

- la quota di fabbisogno energetico soddisfatta dai combustibili fossili scende nel corso dell'orizzonte temporale dal 91% del 2005 al 79% del 2020, fino al 60% del 2040, con ovvie implicazioni positive sulla dipendenza energetica del paese;
- la gran parte della riduzione riguarda gas naturale e petrolio, che presentano contrazioni rilevanti sia in termini relativi che assoluti (nel 2020, -21 Mtep il gas, -17 Mtep il petrolio);
- il carbone presenta all'orizzonte 2020 una riduzione di appena 1 Mtep, che nel lungo periodo sale fino a 10 Mtep, per il suo minor utilizzo nella generazione elettrica pur in presenza di una significativa penetrazione della generazione elettrica con cattura del carbonio;
- le fonti rinnovabili presentano tutte incrementi significativi rispetto allo scenario di riferimento, nel quale pure aumentano in modo significativo;
- infine, una variazione di rilievo rispetto allo scenario di riferimento (che come detto tiene conto solo delle misure pienamente implementate all'inizio del 2008), riguarda lo sfruttamento dell'energia nucleare, possibile a partire dal 2020, e che a partire dal 2030 raggiunge circa il 7% dell'energia primaria consumata dal paese.

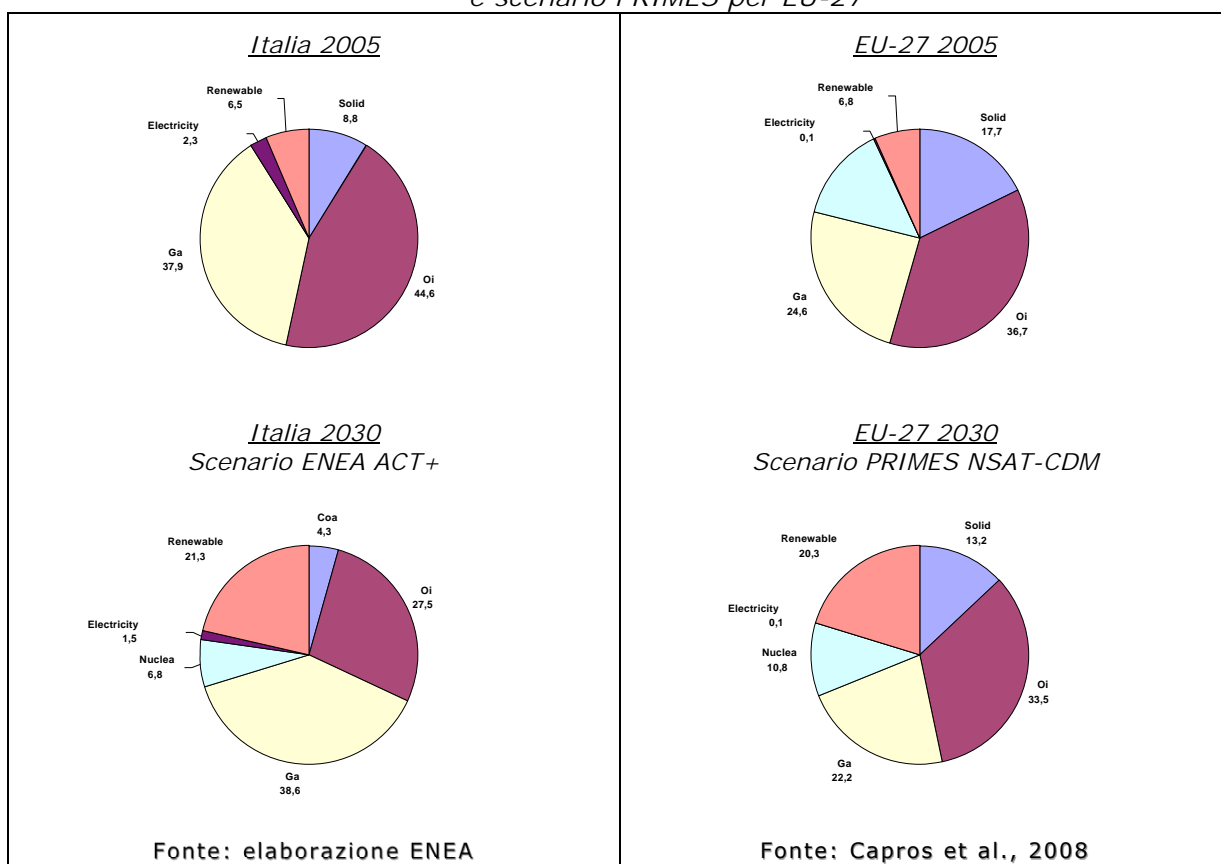
La figura 6.11 mostra un elemento interessante che caratterizza lo scenario ACT+: nel lungo

periodo esso riesce a determinare un sostanziale cambiamento del mix delle fonti di energia primaria utilizzate dal paese. In particolare, la percentuale di energia primaria coperta dagli idrocarburi si riduce dall'83% circa del 2005 al 66% del 2030.

Un altro elemento di rilievo emerge dal confronto fra questi dati e quelli dell'intera UE-27 (di nuovo figura 6.11):

- nel 2005 la situazione del mix di energia primaria italiana risulta come noto significativamente diversa da quella media europea, con uno sbilanciamento molto marcato verso le due fonti principali, per la gran parte di importazione;
- nel 2030, il riequilibrio del mix determinato dallo scenario ACT+ è tale che la differenza rispetto al mix di energia primaria dell'EU-27 (come delineato dallo scenario PRIMES NSAT-CDM) diviene molto meno rilevante.

Figura 6.11 - Confronto del mix di energia primaria: dati 2005, scenario ENEA per l'Italia e scenario PRIMES per EU-27



#### Box 6.4 - Gli scenari PRIMES della Commissione Europea

Avvalendosi del modello del sistema energetico PRIMES la Commissione ha costruito alcuni scenari che prevedono un diverso ricorso agli strumenti previsti dal Pacchetto e ne ha analizzato gli effetti. I risultati sono sintetizzati in un *Impact Assessment* della Commissione (Commission of the European Communities, 2008) e più estesamente in Capros et al. (2008). Le variabili alla base delle differenti combinazioni di *policy* per i diversi paesi membri fanno riferimento alle questioni seguenti:

- gli obiettivi fissati per le riduzioni di gas serra nei settori non-ETS;
- gli obiettivi nazionali per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili;
- la dimensione dell'accesso ai crediti derivanti dal ricorso ai meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto (CDM e JI) e ai crediti di emissione nei settori ETS e non-ETS;
- il ricorso al *trade* delle fonti rinnovabili.

Per il raggiungimento di questi obiettivi vengono quindi presi in considerazione sia interventi "tecnologici" finalizzati alla de-carbonizzazione del sistema energetico (riduzione di emissioni sul territorio nazionale e,

entro certe quote, in paesi emergenti ed economie in transizione) che operazioni di scambio di "quote di emissione". L'insieme degli interventi e delle misure prese in considerazione – modulato per ogni paese membro – va a definire alcuni scenari attraverso i quali vengono esplorate le possibili modalità attraverso le quali raggiungere gli obiettivi del pacchetto e di cui vengono stimati i relativi costi. Come riferimento viene definito lo scenario *Baseline*, che rappresenta la tendenza "naturale" del sistema energetico e rispetto a questo vengono confrontati diversi scenari il cui elemento comune è il raggiungimento simultaneo degli obiettivi sui gas-serra e sulle rinnovabili. Negli scenari esaminati cambia il mix di meccanismi di flessibilità, il cui ricorso tende a contenere l'onere degli interventi, e le regole di allocazione dello "sforzo" tendenti a garantire criteri di equità tra paesi a diverso livello di reddito.

- *Scenario Baseline*

È lo scenario di riferimento (*business as usual*) che viene assunto come punto di partenza dell'analisi. I risultati al 2020 per tutta la UE-27 sono molto distanti dagli obiettivi: il contributo delle fonti rinnovabili si ferma al 13% dei consumi finali e le emissioni risultano inferiori dell'1,5% rispetto al 1990 e crescono del 5,1% rispetto al 2005.

- *Scenario cost-efficiency*

È lo scenario nel quale entrambi i target a livello EU-27 sono raggiunti al minimo costo: lo scenario comporta un incremento dei costi totali del sistema energetico EU-27 (rispetto al *Baseline*) pari allo 0,58% del PIL (0,48% per l'Italia). Questo tipo di allocazione penalizza i paesi con reddito pro-capite inferiore (in particolare i nuovi paesi membri), con ciò contraddicendo a uno dei principi di riferimento per la valutazione, quello dell'equità. Tale scenario viene superato sviluppando un approccio per step successivi, ciascuno dei quali introduce modifiche "migliorative" allo scenario precedente, nel senso che vanno progressivamente incontro ai principi-chiave dichiarati dalla Commissione (equità degli effetti distributivi e strumenti che assicurino la maggiore aderenza possibile alle soluzioni *cost effective*).

- *Scenario RSAT*

Questo scenario, che non prevede la possibilità di commerciare permessi di emissione per i settori non ETS, prevede target differenziati per i settori ETS e non-ETS: i target relativi ai settori non-ETS sono distribuiti fra gli Stati membri prendendo in considerazione un criterio basato sul PIL procapite (Stati membri con un PIL pro-capite sotto la media UE sarebbero obbligati a ridurre le emissioni meno degli altri Stati). Anche gli obiettivi relativi alle rinnovabili sono distribuiti fra gli Stati membri con un criterio basato sul PIL pro-capite, e anche in questo caso non è prevista la possibilità di scambiare "garanzie d'origine". Lo scenario RSAT comporta un incremento dei costi totali del sistema energetico EU-27 (rispetto al *Baseline*) che raggiunge lo 0,71% del PIL (1,14% per l'Italia). A questo scenario si è fatto spesso riferimento sottolineando il costo elevato che comporterebbe per l'Italia.

- *Scenario NSAT*

Al fine di ridurre i costi del pacchetto, questo scenario introduce la possibilità che gli Stati membri possano partecipare al commercio di energia rinnovabile. Ne deriva, oltre alla conferma della sostanziale riduzione dei costi per gli Stati membri con un PIL pro-capite sotto la media UE (rispetto al *cost-efficiency* scenario), una riduzione dei costi totali del sistema energetico EU-27 rispetto allo scenario RSAT. L'incremento dei costi rispetto al *Baseline* è ora pari allo 0,6% del PIL per l'EU-27, e dello 0,96% per l'Italia.

- *Scenario NSAT-CDM*

Questo scenario aggiunge alla possibilità di scambiare energia rinnovabile anche la possibilità di utilizzare i crediti di emissione derivanti dal ricorso ai meccanismi flessibili di Kyoto (*Clean Development Mechanism*, CDM). Ciò comporta un'ulteriore diminuzione dei costi stimati: complessivamente per l'UE-27 i costi complessivi si riducono allo 0,4% del PIL; 0,36% del PIL per l'Italia. Il ricorso ai CDM riduce infatti i costi di *compliance* in modo drastico: per l'Italia fino a circa 7 miliardi di euro nell'anno 2020 (la forte diminuzione è conseguenza della stima molto bassa che il modello fa per il costo della tonnellata di CO<sub>2</sub> evitata attraverso il ricorso ai CDM). Questo scenario ripropone però alcune disegualianze nella distribuzione degli obblighi a carico dei paesi meno ricchi, per cui viene quindi modificato dalla Commissione nella variante NSAT-CDM "corretto" descritta di seguito.

- *Scenario NSAT-CDM corretto*

In questo scenario si ipotizza l'introduzione di un meccanismo di redistribuzione fra paesi, destinando ai paesi con più basso PIL pro-capite il 10% dei ricavi provenienti dalla messa all'asta dei diritti di emissione. A seguito di questa modifica dello scenario NSAT-CDM (NSAT-CDM corretto) il costo medio per l'UE-27 diviene pari allo 0,45% del PIL e per l'Italia si stima un costo compreso tra lo 0,51% e lo 0,66% del PIL. Sono queste le percentuali sul PIL indicate dal Commissario all'Ambiente Dimas come le "più

#### **6.2.4 Il confronto con gli obiettivi di medio periodo**

Il *burden-sharing* degli obiettivi europei a livello nazionale prevede per l'Italia una riduzione delle emissioni di gas serra dei settori non-ETS pari al 13% e una quota di fonti rinnovabili pari al 17% dei consumi finali di energia. La figura 6.11 mostra il posizionamento rispetto agli obiettivi UE del 2020 dei diversi scenari ENEA e PRIMES analizzati fin qui.

Dal punto di vista dei consumi di energia, il dato comune a tutti gli scenari ENEA di accelerazione tecnologica (figura 6.12) è che in nessuno la riduzione dei consumi di energia primaria raggiunge l'auspicato (ma non vincolante) -20%. Rispetto allo scenario di riferimento, la riduzione è pari a circa 25 Mtep (-12%) nello scenario ACT, mentre arriva a circa 30 Mtep (-14% circa) nello scenario ACT+ e a 38 Mtep (-18%) nello scenario BLUE.

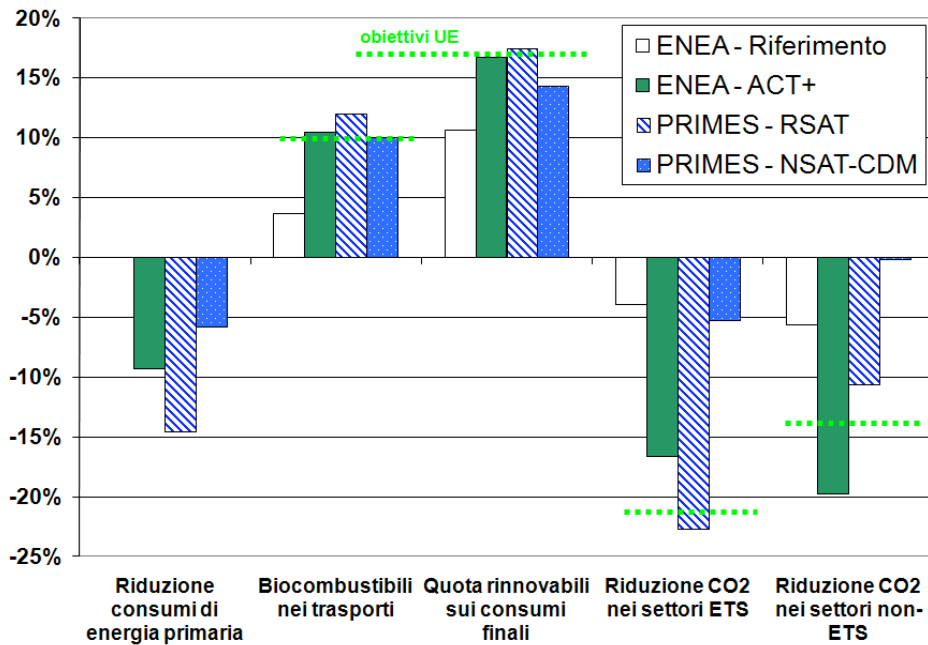
Quanto agli obiettivi sulle fonti rinnovabili, lo scenario di riferimento mostra come essi siano considerevolmente distanti sia rispetto ai dati storici del 2005, sia rispetto alle proiezioni al 2020: il 5,2% del 2005 raddoppia nel 2020, ma resta ben lontano dall'obiettivo. Gli interventi previsti da tutti gli scenari di accelerazione tecnologica riescono in questo caso a conseguire il raggiungimento dell'obiettivo del 17% del totale dei consumi finali di energia. Si tratta di un risultato di rilievo, reso possibile dal fatto che alla significativa riduzione dei consumi finali di energia si affianca il sostanziale raggiungimento di quasi tutto il potenziale accessibile al 2020.

Per quel che riguarda infine l'obiettivo delle emissioni di gas serra, è possibile effettuare una stima approssimata, in quanto riferita alla sola CO<sub>2</sub> (peraltro il gas serra di gran lunga prevalente). Lo scenario ACT+ si avvicina molto agli obiettivi del pacchetto di proposte della Commissione UE: la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> è pari a circa il 16% nei settori non-ETS (considerando la sola CO<sub>2</sub>, si tratterebbe di circa 10 Mt in meno rispetto all'obiettivo del -21%), al valore obiettivo del 13% nei settori ETS. Lo scenario BLUE è invece l'unico scenario in grado di andare oltre tutti gli obiettivi della Commissione.

La figura 6.12 mostra anche il posizionamento dei due scenari PRIMES "di intervento" citati fin qui. Si conferma in primo luogo come lo scenario PRIMES RSAT possa essere associato allo scenario ENEA ACT+: in entrambi i casi gli obiettivi UE, seppure non raggiunti pienamente, sono molto vicini. È interessante che lo scenario ENEA, che estende l'ampia gamma di misure di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore civile previste nel Piano d'Azione 2016, raggiunge l'obiettivo relativo alle emissioni nei settori non-ETS ma non nei settori ETS, mentre l'opposto avviene nello scenario PRIMES, che presenta una riduzione molto marcata delle emissioni del settore elettrico, a causa di una crescita pressoché nulla dei consumi di energia elettrica nel decennio 2010-2020.

Lo scenario NSAT-CDM, che come il precedente garantisce comunque il raggiungimento degli obiettivi a livello di Unione Europea, ma a costi inferiori (grazie alla possibilità per i paesi membri di scambiare energia rinnovabile e di utilizzare i crediti di emissione da CDM), richiede invece ai singoli paesi sforzi meno impegnativi: nel caso dell'Italia la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> è limitata al 5% circa nei settori non-ETS, mentre risulta in pratica nulla nei settori ETS.

Figura 6.12 - Posizionamento degli scenari di accelerazione tecnologica rispetto agli obiettivi UE del 2020



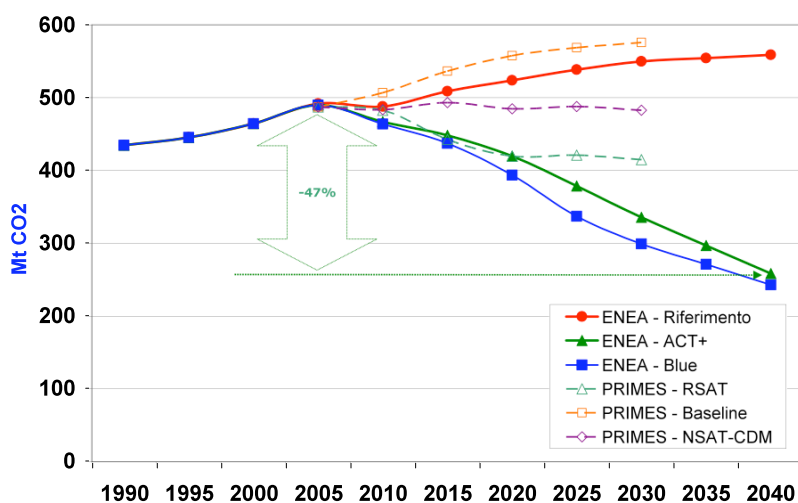
Fonte: elaborazione ENEA, Capros et al. (2008)

### 6.2.5 Il confronto con gli obiettivi dilungo periodo

Un altro risultato di rilievo dell'analisi di scenario sta nella possibilità di valutare la plausibilità per il sistema energetico italiano di raggiungere gli obiettivi relativi alle emissioni di gas serra (CO<sub>2</sub> in particolare) nell'orizzonte di lungo periodo, per i quali come detto sembra utile fare riferimento alle valutazioni espresse dai principali paesi industrializzati, anche in modo formale nell'ambito del G8. Concentrando l'attenzione sullo scenario ENEA ACT+, è rilevante che nel lungo periodo (anno 2040) esso sembra in grado di spostare la traiettoria del sistema energetico italiano lungo un sentiero di sviluppo tale da determinare riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> molto significative, comparabili con quelle auspicate (per i soli paesi industrializzati) dal G8. Le riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> divengono infatti molto più consistenti nel corso dell'orizzonte temporale dello scenario, quando l'entrata nel sistema di tecnologie energetiche profondamente innovative riesce a dispiegare pienamente i suoi effetti. Nel dettaglio, lo scenario ACT+ determina una riduzione delle emissioni dell'ordine del 40% entro il 2040, di quasi il 50% (-260 Mt) rispetto alle emissioni dello scenario di riferimento (figura 6.13).

È infine significativo come gli scenari PRIMES, limitati al 2030, sembrino focalizzati solo sugli obiettivi di medio periodo, il 2020 in particolare: anche lo scenario RSAT, che come visto all'orizzonte 2020 presenta diverse affinità con lo scenario ENEA ACT+, nel lungo periodo non rappresenta una traiettoria compatibile con gli auspici relativi al lungo periodo.

Figura 6.13 - Riduzione di emissioni di anidride carbonica negli scenari di accelerazione tecnologica



Fonte: elaborazione ENEA

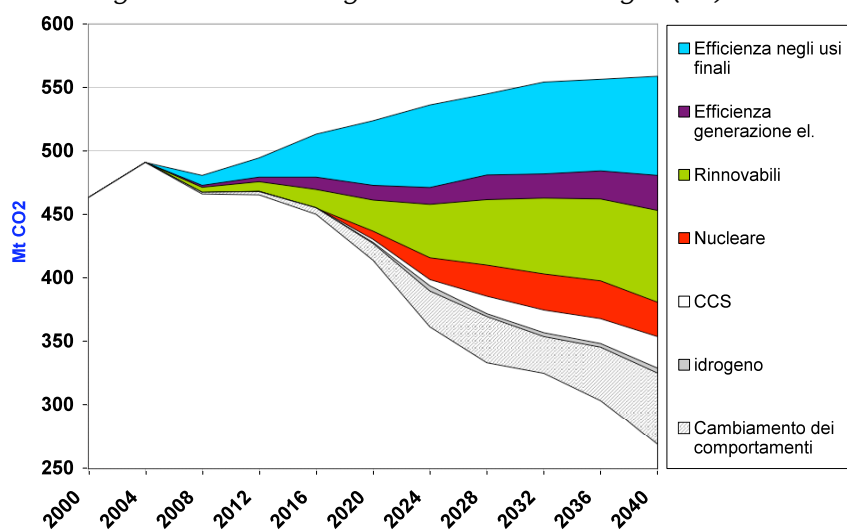
### 6.3 Opzioni tecnologiche e riduzione delle emissioni: potenziali e costi

Il *Technology Map for the European Strategic Energy Technology Plan* sottolinea l'importanza delle tecnologie per raggiungere gli obiettivi europei su energia e clima, ma nel contempo segnala il rischio di ritardi ascrivibili a investimenti insufficienti<sup>61</sup>. Il documento propone iniziative a livello europeo per accelerare lo sviluppo e il decollo di tecnologie energetiche *low carbon*, con un'attenzione particolare alle tecnologie per la generazione elettrica (cui sono affiancati i biocombustibili, l'idrogeno e le celle a combustibile, le infrastrutture energetiche). Seguendo la logica del SET Plan, che individua due serie di azioni prioritarie da porre in essere nei prossimi 10 anni, la prima delle quali ha come orizzonte temporale il 2020, la seconda delle quali ha invece il 2050, gli scenari di accelerazione elaborati dall'ENEA forniscono indicazioni interessanti circa il ruolo che le diverse tecnologie possono avere ai due suddetti orizzonti temporali. L'analisi mostra come nel medio termine il contributo maggiore debba venire soprattutto dall'efficienza energetica, mentre nel lungo termine diviene necessario il pieno sviluppo di tecnologie ancora in fase di sviluppo e il cui effettivo successo è tuttora dipendente dall'impegno in Ricerca e Sviluppo. Si tratta d'altra parte di tecnologie che possono risultare importanti per la competitività dei paesi che riescono a svilupparle, obbligando invece gli altri ad importare tecnologia dai paesi leader e allo stesso tempo pagare il conto del mancato rispetto degli impegni assunti a livello internazionale per la riduzione della CO<sub>2</sub>.

<sup>61</sup> Per il raggiungimento di questi obiettivi è stata costituito EERA, *European Energy Research Alliance* a cui partecipano i principali Centri di ricerca europei in rappresentanza di 10 paesi (l'ENEA partecipa in rappresentanza della ricerca nazionale).



Figura 6.14 - Opzioni tecnologiche per la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> industriali nella generazione e negli usi finali dell'energia (Mt)<sup>62</sup>



Fonte: elaborazione ENEA

La figura 6.14 evidenzia il ruolo che le diverse opzioni tecnologiche possono svolgere nell'orientare la traiettoria di sviluppo del sistema energetico italiano lungo un sentiero compatibile con gli obiettivi di abbattimento delle emissioni tanto di medio periodo (2020) che di lungo periodo (2040).

Dalla figura emerge chiaramente come per tutto l'orizzonte temporale l'opzione in grado di fornire il contributo maggiore a tale scopo sia l'incremento di efficienza nei settori di uso finale. Il ruolo di questa opzione è inoltre assolutamente preponderante all'orizzonte di medio periodo.

Nel corso del tempo un contributo progressivamente crescente, fino a livelli simili a quelli dell'efficienza energetica, viene poi dal variegato insieme di fonti rinnovabili, elettriche e termiche.

Sempre nel lungo periodo, dopo il 2020, diviene anche rilevante il ruolo di due opzioni di generazione elettrica da fonti non rinnovabili ma *carbon-free*: la fissione nucleare di III Generazione e la generazione da fonti fossili (carbone in primis) accompagnata da sequestro e confinamento della CO<sub>2</sub>.

La figura mostra infine il contributo via via più significativo che può venire dal "cambiamento nei modelli di uso dell'energia" da parte dei consumatori, mediante la riduzione della domanda di servizi energetici, ad esempio riducendo l'utilizzo di apparecchi elettrici, accettando maggiori variazioni nelle temperature delle abitazioni, riducendo gli spostamenti ecc. Si tratta evidentemente di cambiamenti di difficile realizzazione, che dipendono probabilmente in modo rilevante dall'introduzione di incentivi efficaci da parte dei decisori.

### 6.3.1 Potenziale economico di mitigazione per tecnologia

Il concetto di "potenziale di mitigazione" è uno strumento informativo di enorme utilità come base quantitativa per la valutazione delle diverse opzioni di mitigazione disponibili. Esso rappresenta la scala delle riduzioni delle emissioni che potrebbero essere ottenute, rispetto alle emissioni tendenziali, per un dato livello del prezzo del carbonio.

Negli ultimi anni questo strumento ha trovato un rinnovato rilievo in letteratura, grazie sia all'ultimo rapporto di valutazione dell'IPCC (box 6.5), sia alle curve di costo di abbattimento (globali e in qualche caso anche nazionali) elaborate dalla McKinsey (2007, 2008, 2009) in collaborazione con numerose società e organizzazioni del settore<sup>63</sup>.

<sup>62</sup> I valori riportati in figura si riferiscono alle "Total anthropogenic CO<sub>2</sub> emissions excluding emissions/removals from land use, land-use change and forestry", secondo la definizione utilizzata nell'inventario nazionale delle emissioni.

<sup>63</sup> Cfr. McKinsey Quarterly, *Global cost curve version 1: a cost curve for greenhouse gas reduction*, 2007; CBI Climate Change Taskforce, *Climate change: everyone's business*, 2007; Hartman A. et al., *Capturing the European energy*

Seguendo l'ultimo rapporto di valutazione dell'IPCC è opportuno distinguere il potenziale di mitigazione in due categorie:

- potenziale "di mercato", cioè il potenziale di mitigazione basato su costi privati e tassi di sconto privati (che riflettono cioè la prospettiva dei consumatori e delle compagnie private), costi che ci si aspetta potrebbero presentarsi sotto le condizioni di mercato previste, includendo le politiche e misure attualmente in atto e tenendo conto che esistono barriere in grado di limitare l'effettiva implementazione delle politiche;
- potenziale "economico", che tiene conto dei costi e benefici sociali e dei tassi di sconto sociali (che riflettono cioè la prospettiva della società), assumendo che l'efficienza del mercato sia migliorata dalle politiche e che le barriere siano rimosse.

La valutazione del potenziale di mercato è utile per informare i decisori politici sul potenziale disponibile con le politiche e barriere esistenti. La stima del potenziale economico, invece, mostra cosa si potrebbe ottenere se fossero messe in atto appropriate nuove e ulteriori politiche per rimuovere le barriere e includere i costi e benefici sociali.

Le curve che associano costo marginale di abbattimento e quantità di emissioni abbattute per ogni tecnologia rappresentano uno strumento molto utile per rappresentare il potenziale di mitigazione. Prendendo come riferimento uno scenario *baseline* di evoluzione delle emissioni (relativo a un dato sistema energetico), si analizzano un insieme di misure/tecnologie in grado di ridurre le emissioni, calcolando di ciascuna costo e potenziale di abbattimento per uno specifico anno. La curva dei costi di abbattimento viene costruita rappresentando il costo di ogni opzione lungo l'asse delle ordinate e il suo potenziale di abbattimento lungo l'asse delle ascisse, ordinando quindi le misure/tecnologie secondo il loro costo.

#### **Box 6.5 - Costi marginali di abbattimento per gruppi di tecnologie secondo l'IPCC**

Il contributo del III Gruppo di Lavoro al Quarto Rapporto di Valutazione del Comitato Intergovernativo per i Cambiamenti Climatici (IPCC, AR4 - *Fourth Assessment Report*) si basa sulla nuova letteratura che concerne gli aspetti scientifici, tecnologici, ambientali economici e sociali della mitigazione dei cambiamenti climatici, pubblicata dopo il Terzo Rapporto di Valutazione dell'IPCC (TAR). La Sintesi per i Decisori Politici (SPM, *Summary for Policy Makers*) è stata formalmente approvata alla nona Sessione del Gruppo di Lavoro III dell'IPCC, a Bangkok (Thailandia) dal 30 aprile al 4 maggio 2007.

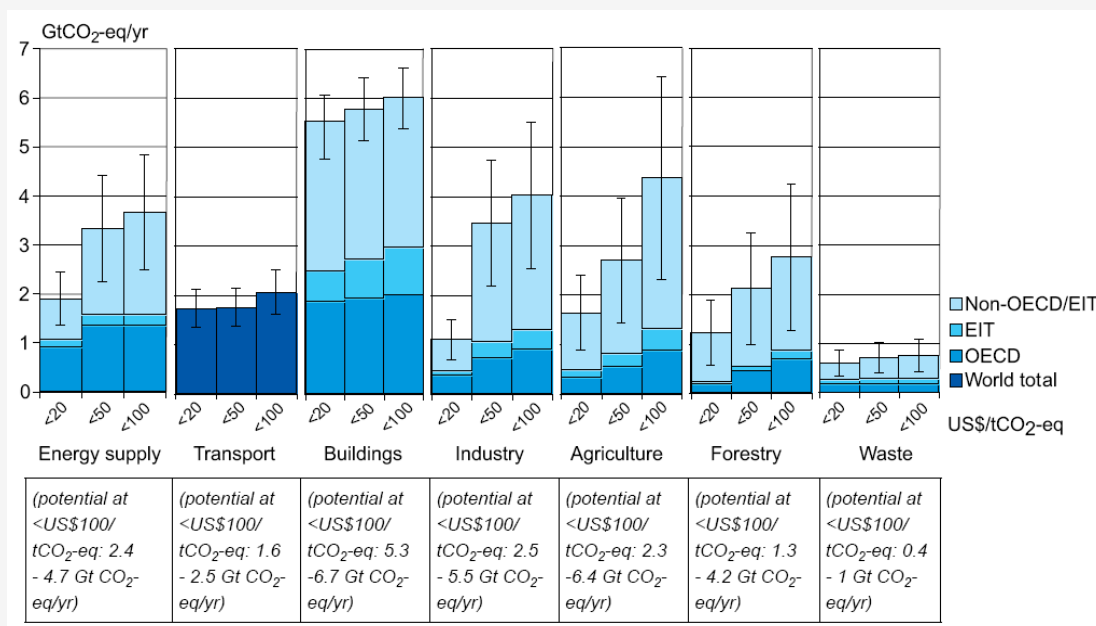
Oltre alla valutazione aggiornata delle tendenze globali delle emissioni dei gas serra, il contributo del III Gruppo di Lavoro contiene una valutazione del potenziale e dei costi delle opzioni di mitigazione nei diversi settori economici, sia nel breve-medio termine (fino al 2030, vedi figura 6.15) che nel lungo termine (dopo il 2030). A questo proposito, alcune delle conclusioni più significative contenute nel IV Rapporto del WG III possono essere sintetizzate come segue:

- "Spesso è più conveniente investire nel miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali piuttosto che nell'aumento della produzione di energia per soddisfare la domanda di servizi energetici. Il miglioramento dell'efficienza ha un effetto positivo sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico, sull'abbattimento dell'inquinamento dell'aria a livello regionale e locale, e sull'occupazione".
- Le energie rinnovabili generalmente hanno un effetto positivo sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico, sull'occupazione e sulla qualità dell'aria. Dati i costi relativi ad altre opzioni di forniture energetiche, l'energia elettrica da rinnovabili, che costituiva circa il 18% delle forniture di elettricità nel 2005, con un prezzo del carbonio fino a 50 US\$/tCO<sub>2</sub>-eq può raggiungere nel 2030 una quota del 30-35%.
- L'energia nucleare, che nel 2005 rappresentava il 16% delle forniture di elettricità, con un prezzo del carbonio fino a 50 US\$/tCO<sub>2</sub>-eq può raggiungere nel 2030 una quota del 18% della produzione totale di elettricità. Tuttavia rimangono limitazioni legate alla sicurezza, alla proliferazione delle armi ed alla produzione di scorie.
- La cattura e lo stoccaggio di anidride carbonica (CCS) in formazioni geologiche del sottosuolo è una nuova tecnologia che ha il potenziale di dare un importante contributo alla mitigazione nel 2030. Gli sviluppi tecnici, economici e normativi influiranno sul suo contributo effettivo.

*productivity opportunity*, McKinsey Global Institute, September 2008; ENEL, La riduzione delle emissioni di gas serra in Italia: Opportunità e Costi; [www.enel.it/attivita/ambiente/energy/doc/Kinsey\\_doc-1.pdf](http://www.enel.it/attivita/ambiente/energy/doc/Kinsey_doc-1.pdf); McKinsey Company, *Pathways to a low-carbon economy. Version 2 of the global greenhouse gas abatement cost curve*, 2009.

- Ci sono varie opzioni per la mitigazione nel settore dei trasporti, ma il loro effetto può essere contrastato dalla crescita del settore. Le opzioni di mitigazione hanno di fronte molte barriere, come le preferenze dei consumatori e la mancanza di politiche. Il miglioramento delle misure di efficienza per i veicoli in molti casi porta benefici netti (almeno per i veicoli leggeri), ma il potenziale di mercato è molto più basso del potenziale economico, per via dell'influenza di altre considerazioni da parte dei consumatori, come le prestazioni e le dimensioni.
- I biocarburanti possono svolgere un ruolo importante nella mitigazione delle emissioni di gas serra nel settore dei trasporti, a seconda del percorso di sviluppo della loro produzione. Le proiezioni indicano che i biocarburanti usati come additivi/sostitutivi di gasolio e benzina aumenteranno entro il 2030 fino al 3% della domanda di energia complessiva dei trasporti nella *baseline*. Questa percentuale potrebbe aumentare a circa il 5-10%, a seconda dei prezzi futuri di petrolio e carbonio, del miglioramento dell'efficienza dei veicoli e del successo delle tecnologie che utilizzano biomassa da cellulosa.
- Lo spostamento modale dal trasporto su gomma al trasporto su rotaie e alla navigazione costiera e fluviale, e dal trasporto passeggeri in sistemi a bassa occupazione a sistemi ad alta occupazione offrono opportunità di mitigazione dei gas serra a seconda delle condizioni e delle politiche locali.
- Le opzioni di efficienza energetica per gli edifici nuovi e per quelli esistenti potrebbero ridurre considerevolmente le emissioni di CO<sub>2</sub>. Le proiezioni indicano che circa il 30% delle emissioni di gas serra del settore residenziale nel 2030 può essere evitato con benefici economici netti. Tuttavia, la presenza di molti ostacoli rende difficile la realizzazione di questo potenziale. Tali barriere comprendono la disponibilità di tecnologie, di risorse finanziarie, la povertà, alti costi per le informazioni affidabili, limitazioni relative alla progettazione degli edifici e una gamma appropriata di politiche e programmi.
- Il potenziale economico nel settore industriale si trova essenzialmente nelle industrie ad alta intensità energetica. Il basso tasso di rotazione del capitale azionario, la mancanza di risorse finanziarie e tecniche, e la limitazione della capacità delle aziende, particolarmente le piccole e medie imprese, nell'accesso e nell'utilizzo delle informazioni tecnologiche, costituiscono ostacoli chiave all'utilizzo completo delle opzioni di mitigazione disponibili.
- Infine, anche cambiamenti dello stile di vita e dei tipi di comportamento possono contribuire alla mitigazione dei cambiamenti climatici in tutti i settori.

Figura 6.15 - Potenziale economico di mitigazione globale per settore / regione in funzione del prezzo del carbonio nel 2030 da studi bottom-up (rispetto alle baseline settoriali)



Fonte: IPCC, AR 4, 2007

La metodologia più spesso utilizzata per costruire le curve di costo di abbattimento è quella dell'approccio "tecnologia per tecnologia", nel quale si calcolano i costi e gli abbattimenti che possono derivare da ciascuna opzione considerata indipendentemente dalle altre (un esempio recente sono i recenti studi elaborati dalla McKinsey). Poiché però ogni opzione può interagire con altre, e in molti casi le interazioni sono difficili da valutare se non si utilizza un approccio di sistema, le curve così costruite hanno il limite di produrre stime non molto robuste, con una tendenza a sopravvalutare il potenziale di mitigazione complessivo<sup>64</sup>. Un approccio alternativo è quello che utilizza modelli *bottom-up* di equilibrio parziale del sistema energetico, il cui dettaglio tecnologico rende possibile la combinazione di un'analisi differenziata per tecnologia con l'utilizzo di un'ottica di sistema, necessaria per riuscire a tenere conto di tutti i *trade-off* interni al sistema energetico.

L'Ufficio Studi dell'ENEA ha stimato una curva di costo di abbattimento relativa al sistema energetico italiano utilizzando questo secondo approccio, mediante la scomposizione dei risultati dell'analisi di scenario elaborata con il modello Markal-Italia.

La stima di curve di costo marginale di abbattimento specifiche per il sistema energetico italiano ha dunque permesso una valutazione delle principali opzioni di mitigazione disponibili in Italia. Le curve di costo marginale di abbattimento elaborate dall'ENEA mostrano costi e benefici per il sistema energetico italiano delle principali opzioni disponibili in Italia per il contenimento delle emissioni di gas serra, quantificando di ogni opzione sia il peso relativo sia il costo addizionale. I risultati dell'analisi ENEA, concordi con quelli di altre autorevoli valutazioni dello stesso tipo condotte di recente, conducono ad indicazioni significative che sembrano piuttosto robuste e possono essere sintetizzate come segue:

- Lo spostamento della "traiettoria" del sistema energetico italiano lungo un sentiero di sviluppo coerente tanto con gli obiettivi di contenimento delle emissioni di medio periodo che con quelli di lungo periodo è tecnicamente possibile, ma per ottenere ciò devono essere prese in considerazione tutte le opzioni di abbattimento (si tratta di un obiettivo molto ambizioso).
- Il raggiungimento degli obiettivi del 2020 rappresenta una sfida impegnativa per il sistema energetico italiano, in quanto richiede probabilmente l'implementazione più o meno integrale di tutte le opzioni a disposizione (la crisi economica e finanziaria ha però probabilmente reso l'obiettivo meno stringente, si veda quanto detto nel paragrafo 6.2).
- Una conferma di ciò viene dalle stime relative all'evoluzione del costo del raggiungimento degli obiettivi, che nella prima fase dell'orizzonte temporale risulta più elevato: nel 2020 il costo medio di ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> abbattuta è presumibilmente compreso fra i 50 e i 100 €. D'altra parte, molte delle opzioni disponibili nel medio periodo, tutte riconducibili a incrementi di efficienza energetica, offrono opportunità di riduzione a costi "negativi" (in quanto permettono un risparmio energetico il cui valore è maggiore del costo di implementazione della tecnologia, quando calcolato sull'intero ciclo di vita della tecnologia).
- Nel più lungo periodo l'entrata nel sistema di tecnologie energetiche profondamente innovative può dispiegare pienamente i suoi effetti, le riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> possono divenire progressivamente più consistenti e anche il costo di abbattimento della CO<sub>2</sub> tende a ridursi, presumibilmente al di sotto dei 50 €/t di CO<sub>2</sub>.
- Molte opzioni in grado di fornire contributi rilevanti nei prossimi decenni richiedono però che il loro dispiegamento cominci da subito. Alcuni esempi sono essere l'isolamento degli edifici esistenti, la diffusione del solare fotovoltaico, la nuova generazione elettrica da nucleare e lo sviluppo della cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>. Condizione necessaria perché gli obiettivi di lungo periodo possano risultare meno stringenti è dunque che gli investimenti sulle tecnologie del futuro comincino già nel breve periodo.

---

<sup>64</sup> Cfr. Munasinghe M. (2004), *Sustainable Development: Basic Concepts and Application to Energy*, Encyclopedia of Energy, Volume 5, Elsevier.

- Un cambiamento radicale del sistema energetico richiede inevitabilmente innovazioni in tutti i settori, ma un'indicazione fondamentale che viene dall'analisi delle curve di costo delle opportunità è che nel breve periodo è necessario concentrare l'attenzione principalmente sull'efficienza energetica e contemporaneamente preparare il terreno al dispiegamento delle nuove tecnologie a bassa o nulla intensità di carbonio.

### **6.3.2 Opzioni tecnologiche per l'Italia: le tecnologie chiave**

Le proiezioni sui consumi energetici e le relative emissioni di CO<sub>2</sub> confermano la centralità di un'accelerazione tecnologica, senza la quale è di fatto impossibile raggiungere concreti risultati in materia di contenimento delle emissioni. I dati confermano inoltre che la parte maggiore e più realizzabile di questi risultati dipende dall'impegno sull'efficienza energetica. Va ricordato che l'efficienza energetica può essere raggiunta con le tecnologie disponibili già oggi. Essa è inoltre decisiva non solo per il controllo delle emissioni ma anche per ridurre i costi ed aumentare la competitività industriale. Una valutazione più puntuale degli interventi per la riduzione delle emissioni si ricava dall'indicatore rappresentato dal costo per ogni unità di abbattimento della CO<sub>2</sub>. Le curve di costo di abbattimento delle emissioni, come detto all'inizio del paragrafo 6.3.1, sono state analizzate nell'ultimo rapporto di valutazione dell'IPCC (2007, vedi box 6.5) e in studi elaborati dalla McKinsey sia a livello globale che per alcuni singoli paesi (2007, 2008, 2009), tra i quali l'Italia, in collaborazione con numerose società e organizzazioni del settore (per l'Italia, l'ENEL). Le curve di abbattimento elaborate dall'Ufficio Studi dell'ENEA per il sistema energetico italiano mediante il modello Markal-Italia (descritte nel paragrafo precedente) sono la prima valutazione di questo genere condotta per il nostro paese mediante una cosiddetta analisi "di sistema"<sup>65</sup>.

Nella tabella 6.1 sono riportati i risultati delle due analisi relative al sistema energetico italiano: quella effettuata dall'ENEA con il modello Markal-Italia e quella dell'ENEL. Tali risultati sono sintetizzati concentrando l'attenzione sui dieci principali gruppi di opzioni tecnologiche in termini di potenziale importanza relativa. Il risultato di rilievo del confronto di queste due valutazioni sta nella loro sostanziale concordanza, sia riguardo al contributo percentuale che possono garantire le diverse opzioni sia riguardo al costo addizionale che esse comportano.

Per quel che riguarda la potenziale importanza relativa delle diverse opzioni tecnologiche, la tabella mostra in primo luogo come sia "robusta" la conclusione che all'orizzonte 2020 la gran parte del contributo alla riduzione delle emissioni debba venire da tutti i settori di uso finale dell'energia, in particolare mediante l'accelerazione della penetrazione delle tecnologie più efficienti.

Riguardo al costo stimato delle diverse opzioni vi è di nuovo concordanza sul fatto che le opzioni di efficienza energetica negli usi finali possono risultare convenienti da un punto di vista economico. Anche nel caso delle tecnologie innovative di generazione elettrica le stime concordano sul fatto che nel lungo periodo anche le tecnologie solari dovrebbero essere in grado di permettere riduzioni delle emissioni a costi inferiori ai 100 €/t di CO<sub>2</sub>, valori dunque non distanti da quelli della generazione da fossili con cattura e confinamento della CO<sub>2</sub>. Entrambe le opzioni sembrano avere un costo di abbattimento maggiore del nucleare di III generazione, che pure risulta essere ai limiti della competitività di costo, per cui richiede anch'esso probabilmente un incentivo sotto forma di penalizzazione del carbonio.

---

<sup>65</sup> Cioè un'analisi in grado di tener conto delle interazioni esistenti fra le diverse opzioni di abbattimento, che laddove non considerate determinano stime non robuste e sopravvalutazioni del potenziale di riduzione.

Tabella 6.1 - Tecnologie-chiave nel sistema energetico italiano

Gruppi di tecnologie	Contributo alla riduzione di CO <sub>2</sub> (%)		Costo di mitigazione (€/t)	
	2020	2030-2040	2020	2040
<b>Usi finali dell'energia</b>				
Efficienza energetica edifici (residenziale e terziario)	>20%	>15%	<0	<0
Efficienza energetica nell'industria	>10%	<5%	<0	<0
Efficienza del parco veicoli e cambiamento modale nel trasporto passeggeri e merci	<20%	>10%	<0	<0
Biocombustibili	<10%	≈10%	≈100	≈100
Solare termico e altre rinnovabili per usi termici	≈5%	≈5%	<100	<0
<b>Settore energetico</b>				
Incremento efficienza del parco termoelettrico	≈10%	≈10%	0-20	≈100
Generazione da fossili con cattura e confinamento della CO <sub>2</sub>	0%-2%	>10%	≈50	≈50
Nucleare di III generazione	0%-7%	>10%	≈50	≈0
Solare fotovoltaico e termodinamico	<5%	<10%	>100	50-100
Altra generazione elettrica da rinnovabili	<10%	<10%	50-100	50-100
<b>Riduzione totale della CO<sub>2</sub></b>	<b>80-100 Mt</b>	<b>200-250 Mt</b>		

Nota: la tabella include solo le principali opzioni disponibili secondo le analisi ENEA e ENEL; i valori della riduzione totale non includono i potenziali legati ai cambiamenti comportamentali (uso razionale dell'energia)

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA e ENEL

#### Costi di abbattimento negativi delle opzioni di efficienza energetica

Un evidente messaggio di carattere generale evidenziato dalla tabella 6.1, meritevole di una breve discussione, riguarda l'evidenziazione dell'esistenza di consistenti potenziali di riduzione delle emissioni a costi negativi, sostanzialmente tutti riconducibili alle opzioni di efficienza energetica negli usi finali. Si tratta di un dato per certi versi discutibile, ma che trova molte conferme nella letteratura, e può essere spiegato con l'esistenza di barriere che si frappongono al pieno conseguimento del risparmio energetico disponibile. La riduzione dei consumi energetici potenziale corrisponde infatti a un mondo "ideale", nel quale produttori e consumatori agiscono in modo perfettamente razionale, adottando le tecnologie energetiche più efficienti non appena queste divengono *cost-effective*. Nella realtà, però, la maggior parte degli operatori economici prende molte delle sue decisioni di investimento in modo "non razionale". Alcuni dei motivi alla base di questa mancanza di razionalità nelle scelte sono:

- l'uso di tassi di sconto distorti (in quanto sulle decisioni incidono fattori diversi dai soli costi economici);
- l'esistenza di deficit informativi e/o asimmetrie informative (le informazioni su costi e *performance* degli investimenti in efficienza energetica sono difficili da acquisire);

- la scarsità di incentivi per i finanziatori degli investimenti (anche quando i costi dell'efficienza energetica sono nettamente inferiori a quelli dell'acquisto di energia, gli investimenti necessari sono spesso difficili da finanziare);
- la maggiore importanza che i consumatori danno alle caratteristiche dei prodotti non riconducibili ad aspetti di efficienza energetica.

La conseguenza di queste caratteristiche del sistema è che, dati i più elevati costi di acquisto delle tecnologie più efficienti, gli investimenti in efficienza energetica sono spesso considerati meno convenienti di altri tipi di investimento, per cui sono effettuati solo se il loro costo può essere recuperato in tempi molto brevi (anche perché il valore dell'investimento è soggetto alle fluttuazioni dei prezzi dell'energia). L'investimento nelle tecnologie efficienti risulta dunque inferiore a quello ottimale, ed il sistema è caratterizzato dalla presenza di un c.d. *energy-efficiency gap* o *energy-efficiency paradox*, fenomeno che ha dato luogo ad un ampio dibattito nella letteratura, volto non solo ad individuarne le ragioni ma anche a quantificarne la dimensione.

Per superare le suddette barriere di carattere non economico, e quindi sfruttare effettivamente le opportunità di risparmio, molto spesso è necessario affrontare dei costi, come ad esempio quelli delle campagne informative o della fornitura di finanziamenti agevolati. Si tratta di costi ovviamente di difficile quantificazione, non inclusi nelle stime dei costi di abbattimento qui descritte, che possono dunque ridurre i valori negativi di alcune opzioni di efficienza.

Un'altra indicazione di carattere generale evidenziata dalla curva è che, vista l'ampia variabilità dei costi di abbattimento relativi alle diverse opzioni e settori d'uso dell'energia, un prezzo della CO<sub>2</sub> unico e indifferenziato per tutto il sistema energetico può non essere l'approccio in grado di incentivare riduzioni delle emissioni in tutti i segmenti del sistema, e rischia inoltre di garantire profitti significativi agli utilizzatori delle opzioni più economiche.

### Box 6.6 - Costi di abbattimento per gruppi di tecnologie

Le utilità delle curve di abbattimento come base quantitativa per la valutazione delle diverse opzioni di mitigazione disponibili ha trovato negli ultimi anni un rinnovato riconoscimento, in primo luogo grazie alla crescente consapevolezza della necessità di procedere a politiche di riduzione delle emissioni di gas-serra; le curve di costo delle opportunità di riduzione evidenziano infatti chiaramente:

- il potenziale di riduzione realisticamente raggiungibile da un sistema energetico ad un certo orizzonte temporale, mediante le tecnologie disponibili o comunque già in fase di sviluppo avanzato (per cui possono essere descritte nelle loro caratteristiche essenziali);
- il costo necessario per raggiungere il potenziale che può derivare da ciascuna tecnologia, e quindi il costo totale per raggiungere il potenziale complessivo;
- in via indiretta, dalle curve si possono anche ricavare indicazioni sulle politiche che devono essere adottate per realizzare i diversi potenziali.

Un altro motivo della rinnovata attenzione per le curve di costo di abbattimento delle emissioni sta in alcuni recenti lavori di analisi: le curve di costo di abbattimento a livello globale contenute nell'ultimo rapporto di valutazione dell'IPCC (box 6.5) e le curve di costo elaborate dalla McKinsey sia a livello globale che per alcuni singoli paesi (vedi nota 63, pag. 117), tra i quali l'Italia, in collaborazione con numerose società e organizzazioni del settore (per l'Italia, l'ENEL).

La tabella 6.2 presenta un confronto sintetico dei risultati dell'analisi condotta dall'ENEA con il modello Markal-Italia con i risultati di altre valutazioni di rilievo: le stime di potenziale di abbattimento contenute nella IV Comunicazione Nazionale all'UNFCCC (che non contiene stime relative ai costi marginali), le stime recenti McKinsey-ENEL e le stime contenute nel rapporto dell'IPCC, il cui interesse risiede più che altro nella stima del contributo percentuale che può venire dai diversi gruppi di tecnologie.

Tabella 6.2 - Potenziale e costi di abbattimento per gruppi di tecnologie secondo diverse analisi

	ENEA / MARKAL-Italia			IV COM. NAZ. UNFCCC		ENEL - McKinsey			IPCC - 4th Assessment Report		
	Potenziale di mitigazione 2020 (MtCO2)	quota sul totale (%)	Abatement cost (€/tCO2)	Potenziale di mitigazione 2020 (MtCO2eq)	quota sul totale (%)	Potenziale di mitigazione 2020 (MtCO2)	quota sul totale (%)	Abatement cost (€/tCO2)	Mitigation potential 2030 in OECD (MtCO2-eq)	share on total (%)	Abatement cost (US\$/tCO2-eq)
Energy efficiency in industry	8.5	9%	-202	11.50	11%	19.0	24%	da -180 a 40	725	7%	<50 per almeno 2/3 del totale
Energy efficiency in - Residenziale	28.2	30%	<0	30.53	30%	11.8	15%	da -968 a -120	4,800	46%	<0
usi elettrici	16.3	17%	-43				da 45 a 186				
usi termici - nord							da 576 a 604				
- Terziario	11.9	13%	-188			8.4	11%	da -228 a -20			
usi elettrici						5.2		da -32 a 143			
usi termici - nord						2.5		580			
usi termici - sud						0.7					
Fuelswitch and plant efficiency	11.3	12%	10	9.33	9%				390	4%	0-20
Nuclear	7.3	8%	73						930	9%	per metà <50, per metà 0-20
Electricity generation from Hydro						2.0	3%	9-64	390	4%	<0
Electricity generation from Wind/Geothermal	6.6	7%	61	24.68	24%	0.5	1%	-24	540	5%	0-20
Electricity generation from Bioenergy						4.8	6%	96-157	200	2%	20-50
Rinnovabili termiche	4.0	4%	34								
CCS+coal	2.2	2%	54						280	3%	35
CCS+gas									90	1%	50-100
Modal shift passengers/freight transportation	6.1	6%	-1,167	4.50	4%						
Efficiency vehicles	6.1	6%	-147	9.10	9%				571	6%	<0
Biofuels	7.0	7%	100	10.86	11%	22.0	26%	-65	1,383	13%	<100
Solar PV and CSP	3.8	4%	230	1.92	2%	1.6	2%	45-157	30	0.3%	>100
Solar thermal (water heating)	2.4	3%	90			2.5	3%	-18-88			
Hydrogen	1.0	1%	1,691			1.6	2%				
Agricoltura						5.0	6%				
<b>Totale</b>	<b>94.7</b>	<b>100%</b>		<b>102.4</b>	<b>100%</b>	<b>79.2</b>	<b>100%</b>		<b>10,329</b>	<b>100%</b>	
Riduzione domanda servizi energetici	18.6		77			1.8					
<b>Totale</b>	<b>113.3</b>					<b>81.0</b>					

Fonte: elaborazione ENEA



### 6.3.3 L'efficienza energetica principale opzione per il medio periodo

Gli incrementi di efficienza nell'uso dell'energia consentono di migliorare l'impatto ambientale delle attività umane senza diminuire gli standard di vita, e rappresentano inoltre un forte stimolo di progresso tecnologico per il Paese, mediante un impulso allo sviluppo di nuove tecnologie. Si è visto che gli scenari energetici elaborati dall'ENEA per l'Italia mostrano come soprattutto nel breve-medio periodo (2020) la possibilità di riduzioni consistenti dei consumi di energia, e più ancora delle emissioni di CO<sub>2</sub>, sia legata in primo luogo a un uso massiccio di tecnologie più efficienti, il che richiede evidentemente investimenti per la diffusione e lo sviluppo di tecnologie innovative.

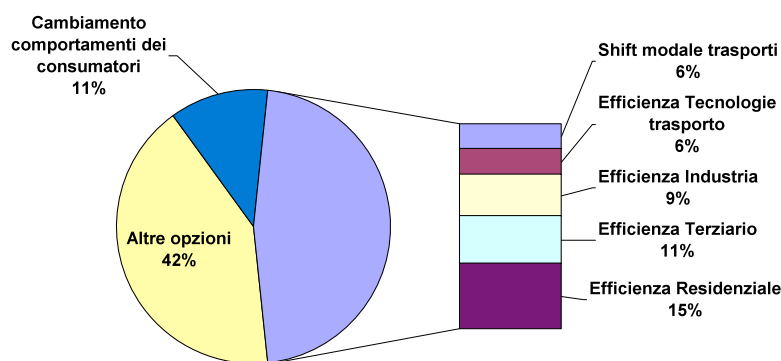
La figura 6.16 mostra il contributo delle diverse opzioni di efficienza energetica all'abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario ACT+ (pari nel 2020 a circa 110 Mt rispetto allo scenario di *riferimento*). Come si vede, quasi il 50% dell'abbattimento dipende dalla riduzione dei consumi energetici nei settori di uso finale, grazie in primo luogo all'accelerazione nella sostituzione delle tecnologie.

Tra le diverse opzioni il potenziale maggiore si ha nel settore residenziale (più di 15 Mt di CO<sub>2</sub>); l'effettiva realizzazione di questo potenziale è legato però alla difficile concordanza di molti decisori diversi, le cui resistenze al cambiamento tecnologico sono più difficili da superare rispetto a quelle che si possono riscontrare in un numero limitato di pochi grandi singoli "emettitori" (come nel caso delle grandi imprese). Un contributo di poco inferiore può venire dai trasporti, per metà grazie al vero e proprio incremento di efficienza, per l'altra metà a seguito di un cambiamento nella ripartizione modale.

Dall'industria, che rappresenta circa 1/3 dei consumi finali di energia, viene invece un contributo all'abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> pari a circa 1/5 della riduzione corrispondente all'incremento di efficienza negli usi finali.

A tutto ciò si aggiunge infine il potenziale contributo rilevante delle opzioni di riduzione della domanda di servizi energetici, che implicano cambiamenti nei "modelli di uso dell'energia" da parte dei consumatori.

Figura 6.16 - Contributo delle opzioni di efficienza energetica negli usi finali alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario ACT+ rispetto allo scenario di riferimento. Anno 2020



Fonte: elaborazione ENEA

## 6.4 Consumi di energia negli scenari di accelerazione tecnologica

È interessante concentrare brevemente l'attenzione sullo scenario di accelerazione ACT+ per analizzare più nel dettaglio come possono cambiare i consumi energetici settoriali.

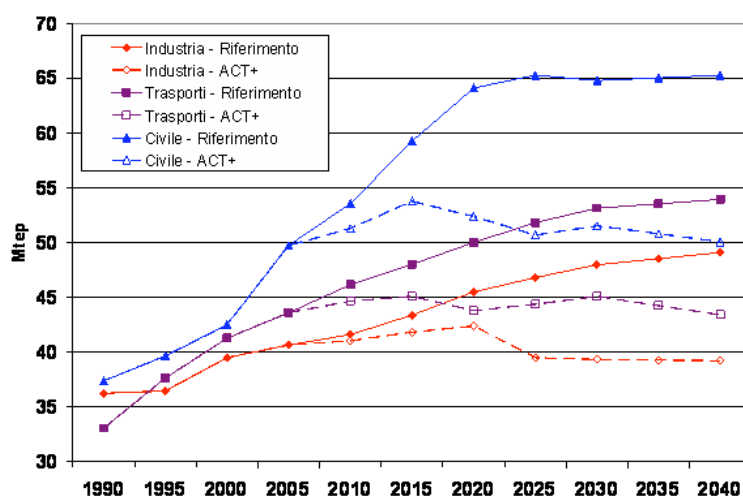
Complessivamente, nello scenario ACT+ la riduzione dei consumi finali di energia rispetto allo scenario *di riferimento* è pari nel 2020 a circa 22 Mtep (figura 6.17).

Più della metà di questa riduzione avviene nel settore *civile*, per la gran parte grazie alla forte crescita dell'efficienza energetica negli usi finali (mentre è modesto il contributo del "risparmio energetico"), nel settore residenziale in particolare, nel quale è rilevante l'effetto delle misure riguardanti gli usi elettrici. Nel settore terziario, invece, la tendenza crescente dei consumi è più difficile da contrastare. Un dato di rilievo è che la forbice tra lo scenario di riferimento e lo scenario ACT+ si allarga ancora nel corso dell'orizzonte temporale.

Nel settore dei trasporti, la riduzione dei consumi è significativa (7 Mtep), ma parte di questi è legata in effetti a un significativo cambiamento modale e a riduzioni della domanda di servizi energetici, cioè a misure che nelle valutazioni del Piano d'azione sono definite come "orientate alla domanda e al comportamento" e "infrastrutturali". Un contributo alla riduzione dei prodotti petroliferi viene poi da una parziale sostituzione con i biocarburanti. Quanto alle vere e proprie misure di incremento dell'efficienza, che devono tra l'altro bilanciare le tendenze all'aumento delle percorrenze complessive e al continuo incremento della cilindrata media (e del peso) dei veicoli nuovi, l'estensione del Piano d'azione al 2020 prevede un'accelerata penetrazione di veicoli a basso consumo, ibridi o che usano motori molto efficienti (fino al 15% del mercato nel 2020). A questi si aggiunge una consistente flotta di veicoli che utilizzano combustibili a più basso impatto ambientale, metano, GPL e biodiesel. Nel caso dei trasporti la forbice tra lo scenario di riferimento e lo scenario ACT+ si allarga ancor più di quanto accade nel civile, a indicare una maggiore lentezza del cambiamento tecnologico.

Nell'*industria* i consumi dello scenario ACT+ sono nel 2020 inferiori di circa 3 Mtep a quelli dello scenario *di riferimento*, con un calo in particolare dei consumi di gas naturale e di energia elettrica, parzialmente compensati da un modesto incremento del consumo di carbone e biomasse. In questo caso, alla modesta riduzione dei consumi nel medio periodo, segue nel lungo periodo una forte accelerazione nel miglioramento dell'efficienza, che arriva a determinare riduzioni dei consumi comparabili a quelle degli altri settori.

Figura 6.17 - Effetti degli scenari di accelerazione sui settori di uso finale



Fonte: elaborazione ENEA

**Box 6.7 - Potenzialità di riduzione dei consumi energetici in Europa secondo la Commissione UE**

Negli ultimi anni numerosi studi, effettuati sia a livello nazionale che internazionale, hanno identificato pacchetti di possibili interventi volti ad aumentare l'efficienza complessiva del sistema. Due recenti riferimenti molto significativi vengono dalla Commissione Europea (DG Energia e Trasporti): *Fare di più con meno. Libro verde sull'efficienza energetica* (2005), e *l'Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential* (Comunicazione della Commissione Europea del 19/10/2006, COM(2006)545 final).

Con la presentazione del Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica, la Commissione Europea ha compiuto un passo importante verso la risoluzione di problematiche energetiche, indicando una serie di provvedimenti prioritari che comprendono un'ampia rosa di iniziative finalizzate all'efficienza energetica e all'efficacia economica. Sulla base degli scenari disponibili, la riduzione di una percentuale pari al 20% dei consumi finali corrisponderebbe ad un risparmio di circa 30 Mtep, ovvero pari agli incrementi dei consumi previsti al 2030.

Il piano mette in luce l'importanza di applicare norme minime di rendimento energetico ad un ampio ventaglio di apparecchiature e prodotti (dagli elettrodomestici come i frigoriferi e i condizionatori fino alle pompe e ai ventilatori industriali), per gli edifici e per i servizi energetici.

Insieme alle classi di efficienza e ai sistemi di etichettatura, l'introduzione di norme minime di rendimento energetico rappresenta uno strumento importante per eliminare dal mercato i prodotti che consumano troppo, per informare i consumatori sui prodotti più efficienti e per trasformare il mercato rendendolo più efficiente sotto il profilo energetico. Saranno elaborati requisiti minimi di rendimento anche per gli edifici nuovi e ristrutturati e verranno incentivati gli edifici a bassissimo consumo di energia (la cosiddetta "casa passiva").

La Commissione ritiene che i più consistenti risparmi di energia possano essere realizzati nei seguenti settori: gli edifici residenziali e commerciali (terziario), con un potenziale di riduzione stimato rispettivamente al 27% e al 30%, l'industria manifatturiera, con possibilità di risparmio di circa il 25%, e il settore dei trasporti, con una riduzione del consumo stimata al 26%.

*Tabella 6.3 - Risparmi potenziali nei vari settori degli usi finali per i paesi UE*

<b>Settore</b>	<b>Consumo energetico 2005 (Mtep)</b>	<b>Consumo energetico 2020 (business as usual) (Mtep)</b>	<b>Potenziale di risparmio 2020 (Mtep)</b>	<b>Potenziale di risparmio 2020 (%)</b>
<b>Residenziale</b>	280	338	91	27
<b>Edifici commerciali</b>	157	211	63	30
<b>Trasporti</b>	332	405	105	26
<b>Industria manifatturiera</b>	297	382	95	25

Fonte: Piano d'azione per l'efficienza energetica, COM (2006) 545

#### **6.4.1 Le opzioni di efficienza energetica negli scenari di accelerazione tecnologica**

La definizione delle misure considerate negli scenari ENEA di accelerazione tecnologica è avvenuta nell'ambito di un gruppo di lavoro composto da ricercatori dell'ENEA e del CESI-Ricerca, in collaborazione con la *task-force* sull'efficienza energetica istituita dal Ministero dello Sviluppo Economico che si è occupata della preparazione del Piano d'azione italiano sull'efficienza energetica.

Tale Piano, presentato a settembre 2007, descrive gli orientamenti che il Governo ha già intrapreso ed intende proseguire per centrare l'obiettivo previsto dalla direttiva: 9,6% di risparmio energetico entro il 2016 (circa 11 Mtep). Secondo lo schema fornito dalla Commissione UE, il documento si articola in 5 sezioni corrispondenti al settore residenziale, terziario, industriale (non ETS), trasporti e pubblico; per ciascun settore è stato richiesto di

descrivere un certo numero di misure da adottare per ridurre i consumi (ad es. motori/inverter impiegati, consumi per illuminazione, consumi per apparecchiature ecc.).

La quasi totalità delle misure considerate ha come denominatore comune l'obiettivo della promozione di una o più tecnologie, tenendo anche conto della loro praticabilità tecnica ed economica, intesa sia in termini di investimenti complessivi che in termini di necessaria fine della vita utile degli impianti esistenti. In generale, la promozione di una tecnologia è sempre connessa a misure che facilitino la transizione del mercato verso quella tecnologia, che altrimenti stenta ad affermarsi "spontaneamente".

In termini di "politiche", gli interventi di promozione delle tecnologie qui considerati possono essere catalogati nelle tipologie degli strumenti di regolamentazione diretta (o di *comando e controllo*), degli strumenti di regolamentazione indiretta (strumenti economici), delle politiche di informazione e persuasione (o di *moral suasion*, che puntano a ottenere un effettivo comportamento socialmente responsabile senza utilizzare la forza delle leggi e/o dei regolamenti), delle politiche infrastrutturali. Esempi classici sono costituiti dal *labeling* (politica di informazione e persuasione), che ha favorito la diffusione degli elettrodomestici a basso consumo, e dai Certificati Bianchi (strumento economico).

Per il settore residenziale, le misure di miglioramento dell'efficienza energetica proposte nel Piano (ed estese al 2020 e oltre nello scenario ACT+) si riferiscono a due categorie di intervento, riguardanti gli edifici e gli apparecchi.

Nel primo caso, le misure (isolamento di pareti, impianti di riscaldamento e condizionamento efficienti) rispondono alle aspettative introdotte dalla certificazione energetica degli edifici (Direttiva 2001/91/CE). Nel secondo caso, le misure (elettrodomestici e sorgenti luminose più efficienti) traggono spunto dal vigente quadro legislativo europeo e nazionale in materia di etichettatura energetica, regolamentato dalla Direttiva 92/75/CEE, che stabilisce i criteri per l'indicazione del consumo di energia, e dalla successiva Direttiva 2005/32/CE (*Energy Using Products* - EUP). Il passaggio dal 2016 al 2020 implica, per quanto attiene gli edifici, la prosecuzione delle misure già previste per il miglioramento della coibentazione delle pareti, a cui si aggiunge un ulteriore aumento delle efficienze medie degli impianti di riscaldamento, dovuto principalmente alla maggiore diffusione degli impianti centralizzati, a scapito di quelli autonomi.

Risparmi importanti sono anche attesi sul fronte dei principali elettrodomestici, per i quali ci si aspetta un'accelerazione nel miglioramento delle prestazioni medie, dovuto alla rapida diffusione di apparecchi di nuova generazione a consumi ridotti. Le misure previste sono le seguenti: sostituzione di frigoriferi e congelatori con apparecchiature in classe A+ e A++, sostituzione di lavastoviglie con apparecchiature più efficienti, sostituzione di lavabiancheria con apparecchiature in classe A superlativa, sostituzione di lampade ad incandescenza (GLS) con lampade fluorescenti compatte (CFL), installazione di calda acqua efficienti, impiego di condizionatori efficienti, riduzione dei consumi di *stand by*.

Nel settore terziario, le misure di miglioramento dell'efficienza energetica riguardano quattro categorie di intervento: riscaldamento efficiente, condizionamento efficiente, illuminazione degli edifici, illuminazione pubblica. Come nel caso del settore residenziale tali misure derivano dalla direttiva sulla certificazione energetica degli edifici (relativamente all'efficienza nel riscaldamento e nel condizionamento) e dalla Direttiva 92/75/CEE EUP. In questo caso, i risparmi aggiuntivi a livello di edificio sono dovuti principalmente al miglioramento della climatizzazione (estiva e invernale) e alla maggiore efficienza dei sistemi di illuminazione.

Nel caso dell'industria, le misure considerate nel Piano d'azione (e di nuovo estese al 2020 e rafforzate nelle modalità di attuazione) riguardano le seguenti categorie di intervento: illuminazione degli edifici e dei luoghi di lavoro, motorizzazioni efficienti, azionamenti a velocità variabile, cogenerazione ad alto rendimento, cui si aggiungono, nello scenario 2020, significativi interventi per la riduzione dei consumi dei forni elettrici ad arco in siderurgia e risparmi di calore nei settori della Chimica, del Vetro e Ceramica e della Carta. In questo caso

le misure considerate corrispondono alle disposizioni previste dalla Direttiva 92/75/CEE EUP per l'illuminazione, dalla Direttiva 2004/8/CE per la cogenerazione e all'accordo volontario del 1999 fra UE e associazione CEMEP per i motori efficienti.

Nel piano al 2020 compaiono per la prima volta interventi rivolti alle reti elettrica e ferroviaria: nel primo caso, si prevedono risparmi di energia con l'introduzione di una regolamentazione più stringente sui prelievi di energia reattiva e con azioni di ammodernamento dei sistemi di distribuzione, nel secondo si fa affidamento sull'adozione di sistemi di supporto al macchinista (*energy efficiency driving*).

Nel settore dei trasporti "su gomma", l'obiettivo di una maggiore efficienza, è legato a tre fattori: innanzitutto le misure tecnologiche relative ai veicoli (introduzione di limiti di consumo per i nuovi autoveicoli e per il trasporto pesante, pneumatici a bassa resistenza di rotolamento, lubrificanti a bassa viscosità), seguite da misure orientate alla domanda ed al comportamento (*ecodriving* e tassazione in funzione del consumo) e, infine, le cosiddette misure infrastrutturali (controllo dinamico dei semafori, *parking management*, *car sharing*, navigazione dinamica, gestione trasporto merci, manto stradale con ridotta resistenza al rotolamento e *road pricing* nei centri urbani).

Una descrizione sintetica relativa ai risparmi negli impieghi finali di energia conseguenti agli interventi proposti è riportata in tabella 6.4 (Risparmi di energia elettrica) e tabella 6.5 (Risparmi di altre fonti).

Vi è infine l'opzione legata ai cambiamenti nei "modelli di uso dell'energia" da parte dei consumatori. È il caso di sottolineare come l'effettiva riduzione dei consumi ottenibile mediante il risparmio energetico sia direttamente legata a modifiche nel comportamento degli utenti finali, modifiche che possono essere indotte da interventi la cui efficacia è però difficilmente quantificabile (campagne informative, creazione di infrastrutture per il trasporto collettivo, riorganizzazione degli orari di apertura degli esercizi pubblici, diffusione del telelavoro e ricorso alle teleconferenze, per esempio).

Il contenimento della domanda di beni e servizi energetici può inoltre richiedere anche l'effettiva trasmissione agli utenti finali dei segnali di prezzo, sia derivanti da variazioni "non-sterilizzate" dei prezzi relativi (tra i quali il bene energia), sia appositamente provocate mediante opportuni incentivi. Tali incentivi possono prendere molte forme, come la regolamentazione (diretta o indiretta), le politiche di prezzo, l'introduzione di sussidi, i programmi volontari. Come detto, gli scenari di accelerazione tecnologica qui presentati contengono politiche e misure in grado di rendere conveniente l'adozione di tecnologie a ridotto utilizzo di carbonio fino ad un costo addizionale pari nel 2020 a 25 €/t di CO<sub>2</sub> negli scenari ACT e ACT+, a 75 €/t nello scenario *BLUE*, valori che nel 2040 salgono a 35 €/t di CO<sub>2</sub> nello scenario ACT, a 150 €/t negli scenari ACT+ e *BLUE*.

Tabella 6.4 - Interventi di efficienza energetica sull'impiego di energia elettrica

RISPARMI DI ENERGIA ELETTRICA				
Settore	Intervento	Risparmi al 2016 [ktep/a]	Risparmi al 2020 [ktep/a]	Azioni aggiuntive rispetto al PAEE 2016
RESIDENZIALE	Sostituzione frigoriferi e congelatori con apparecchiature in classe A+ e A++	332	574	Adozione di frigoriferi e congelatori efficienti (A+ e A++). Dal 2017 sono installati solo apparecchi A++ (consumi ridotti del 30% ca.)
	Sostituzione lavastoviglie con apparecchiature più efficienti	91	143	Adozione di lavastoviglie in classe superiore alla A. Dal 2017 sono installati solo apparecchi con consumo ridotto del 15%
	Sostituzione lavabiancheria con apparecchiature in classe A superlativa	35	42	adozione di lavabiancheria in classe A+
	Sostituzione lampade ad incandescenza (GLS) con lampade a fluorescenza CFL	413	542	Entro il 2020, 4 CFL per abitazione (una in più rispetto alle 3 previste al 2016)
	Sostituzione scaldacqua elettrici efficienti	189	606	Eliminazione scaldacqua standard: dal 2017 il 70% degli scaldacqua HE a fine vita è sostituito con apparecchi solari o a PdC
	Impiego di condizionatori efficienti	46	115	Aumento delle efficienze degli impianti di condizionamento autonomi (EER>3,3) e maggiore incidenza degli impianti centralizzati.
	Riduzione consumi stand by	0	630	Riduzione a max 1W di: 50 M.ni di TV e di Decoder, 25 M.ni di HiFi e di Lettori DVD
	<b>Totale Residenziale</b>	<b>1,107</b>	<b>2,653</b>	
TERZIARIO	Incentivazione all'impiego di condizionatori efficienti	216	387	Aumento delle efficienze degli impianti di condizionamento autonomi (EER>3,3) e maggiore incidenza degli impianti centralizzati
	Lampade efficienti e sistemi di controllo	370	679	100% lampade efficienti, 50% dei sistemi con controllo luminosità
	Lampade efficienti e sistemi di regolazione del flusso luminoso (LP.)	111	157	Efficienza migliorata per il 25 % del parco lampade, regolazione/attenuazione del flusso per il 100% del parco
	<b>Totale Terziario</b>	<b>697</b>	<b>1,223</b>	
INDUSTRIA	Lampade efficienti e sistemi di controllo	189	404	100% lampade efficienti, 50% dei sistemi con controllo luminosità
	Sostituzione motori elettrici di potenza 1-90 kW da classe Eff2 a classe Eff1	292	525	L'intero parco motori del 2020 è in classe <i>eff1</i>
	Installazione di inverter su motori elettrici di potenza 0,75-90 kW	550	826	Installazione di inverter sul 75% del parco motori che trarrebbe beneficio dall'applicazione di inverter
	Forni ad arco di nuova generazione	0	206	Consumo specifico ridotto del 30% su circa 8 TWh/a di consumi per fusione elettrica
	<b>Totale Industria</b>	<b>1,032</b>	<b>1,961</b>	
INFRASTRUTTURA	Rifasamento	0	86	Riduzione perdite dovute a energia reattiva
	Riduzione perdite a seguito ammodernamento rete di distribuzione (linee e cabine)	0	129	Rifacimento linee e cabine di distribuzione
	Riduzione perdite sulla rete elettrica di trasmissione nazionale	40	40	Realizzazione del piano di sviluppo della rete
	Trasporto ferroviario. Applicazione del sistema Marcia Economica	0	189	Risparmi conseguenti all'adozione del sistema di supporto al macchinista (Energy efficiency driving). Si ipotizza un risparmio medio del 10% dei consumi del settore ferroviario
	<b>Totale Infrastruttura</b>	<b>40</b>	<b>444</b>	
<b>TOTALE</b>		<b>2,875</b>	<b>6,281</b>	

Fonte: ERSE 2007

Tabella 6.5 - Interventi di efficienza energetica sull'impiego di altre fonti di energia

RISPARMI DI ALTRE FONTI				
Settore	Intervento	Risparmi al 2016 [ktep/a]	Risparmi al 2020 [ktep/a]	Azioni aggiuntive rispetto al PAEE 2016
RESIDENZIALE	Coibentazione superfici opache edifici residenziali ante 1980	1,101	1,643	Si ipotizza di agire in occasione di un intervento di manutenzione sulle pareti esterne, che avviene in media ogni 30 anni. Nel 65% dei casi viene attuato l'intervento di coibentazione
	Sostituzione di vetri semplici con doppi vetri	80	117	Si ipotizza di agire in occasione di un intervento di manutenzione sulle pareti esterne, che avviene in media ogni 30 anni. Nel 65% dei casi viene attuato l'intervento di sostituzione vetri
	Impiego impianti di riscaldamento efficienti	2,301	3,655	Efficientamento dei sistemi di riscaldamento facendo ricorso alle migliori tecnologie disponibili sul mercato (caldaie a condensazione, impianti a pompa di calore con tecnologia a compressione o ad assorbimento, impianti cogenerativi ad alto rendimento, impianti ad integrazione di energia solare). Maggiore incidenza degli impianti centralizzati
	<b>Totale Residenziale</b>	<b>3,481</b>	<b>5,415</b>	
TERZ.	Impiego impianti di riscaldamento efficienti	1,428	1,789	Efficientamento dei sistemi di riscaldamento facendo ricorso alle migliori tecnologie disponibili sul mercato (caldaie a condensazione, impianti a pompa di calore con tecnologia a compressione o ad assorbimento, impianti cogenerativi ad alto rendimento, impianti ad integrazione di energia solare)
	<b>Totale Terziario</b>	<b>1,428</b>	<b>1,789</b>	
INDUSTRIA	Impiego di compressione meccanica del vapore	280	280	Nuova installazione di evaporatori a Compressione Meccanica del Vapore (CMV) o retrofit evaporatori esistenti, per la concentrazione di soluzioni liquide
	Chimica		250	Ricorso sistematico alle Best practices IEA. Risparmi possibili del 6% dei consumi di riferimento, pari a 4,1 Mtep (anno 2005, REA 2006).
	Vetro e Ceramica		300	Ricorso sistematico alle Best practices IEA. Risparmi possibili del 10% dei consumi di riferimento, pari a 3 Mtep (anno 2005, REA 2006).
	Industria Cartaria		380	Ricorso sistematico alle Best practices IEA. Risparmi possibili del 20% dei consumi di riferimento, pari a 1,9 Mtep (anno 2005, REA 2006).
	Cogenerazione	540	2,500	All'incremento di cogenerazione previsto nel Piano 2016 (1,5 Mtep) si aggiunge una revisione degli impianti cogenerativi esistenti al 2005, che sono convertiti in impianti ad alto rendimento (87,2%), per soddisfare la stessa quantità di calore servita oggi. La minor energia prodotta in cogenerazione è prodotta in impianti a ciclo combinato di ultima generazione.
	<b>Totale Industria</b>	<b>820</b>	<b>3,710</b>	
TRASPORTI	Misure tecnologiche relative ai veicoli		3,860	Introduzione limiti di consumo a nuovi autoveicoli. Condizionatori efficienti. Pneumatici a bassa resistenza di rotolamento e sistemi di monitoraggio della pressione pneumatici. Lubrificanti a bassa viscosità. Veicoli efficienti per il trasporto pesante: ipotesi di penetrazione fino al 20% dei veicoli totali
	Misure orientate alla domanda ed al comportamento		1,250	Eco-driving. Tassazione in funzione del consumo
	Misure infrastrutturali		1,226	Controllo dinamico dei semafori, parking management, car sharing, navigazione dinamica, gestione trasporto merci. 70% del manto stradale con riduzione del 40% della resistenza al rotolamento. Introduzione del road pricing nelle principali aree urbane (8 m.ni di abitanti)
	<b>Totale Trasporti</b>	<b>2,000</b>	<b>6,336</b>	
<b>TOTALE</b>		<b>7,729</b>	<b>17,249</b>	

Fonte: ERSE 2007

#### 6.4.2 Intensità energetica ed efficienza del sistema energetico italiano

L'Italia viene spesso considerata un paese "virtuoso" dal punto di vista dell'efficienza energetica. Generalmente queste valutazioni si basano però sul confronto di un indicatore approssimativo, l'intensità energetica dell'economia, che riflette l'effetto combinato di diversi fattori, i quali possono anche avere andamento divergente, e di cui l'efficienza energetica delle tecnologie utilizzate dal sistema è solo una componente. La quantità di energia utilizzata per unità di PIL varia in modo rilevante tra i diversi paesi occidentali, non solo in ragione della diversa efficienza dei rispettivi sistemi energetici/economici, ma anche in ragione dei fattori che incidono sulla domanda di "servizi energetici", come la dimensione e l'occupazione media delle abitazioni, la dimensione degli edifici commerciali, il peso delle produzioni *energy-*

*intensive* nell'industria, lo spostamento medio (pro-capite e per unità di PIL) tanto dei passeggeri quanto delle merci, la ripartizione dei trasporti fra le diverse modalità, il clima.

Per una valutazione più corretta della questione è dunque utile ricorrere a una più sofisticata scomposizione dei dati relativi all'evoluzione del sistema energetico italiano nel corso degli ultimi decenni (da confrontare poi con gli altri paesi industrializzati), in modo da separare l'influenza specifica di fattori come la produzione, la struttura economica, la demografia, gli stili di vita, l'efficienza energetica. A tal fine, un utile riferimento è costituito da due pubblicazioni dell'Agenzia Internazionale dell'Energia<sup>66</sup>, che esaminano l'evoluzione dei consumi energetici nei paesi IEA a partire dal 1973 sulla base di un ampio database contenente informazioni dettagliate (e coerenti tra i diversi paesi e settori) sulla domanda di energia per ogni settore di uso finale.

L'analisi usa il cosiddetto "approccio della scomposizione"<sup>67</sup> per dettagliare le variazioni specifiche di tre tipologie di fattori:

- effetto *attività*, come la produzione industriale o i metri quadrati riscaldati nelle abitazioni;
- effetto *struttura*, come le variazioni nella composizione della produzione industriale o nelle modalità di trasporto;
- effetto *intensità*, inteso come utilizzo di energia per unità di attività.

In tal modo, l'impatto dei cambiamenti dell'intensità energetica sotto-settoriale (una variabile più vicina alla vera e propria "efficienza energetica") risulta separato dall'impatto dei cambiamenti della struttura economica e di altri fattori che influenzano la domanda di servizi energetici (come la dimensione delle abitazioni, degli spostamenti ecc.).

*Il periodo 1973-1990*

La tabella 6.6 mostra l'evoluzione della domanda di energia nel periodo 1973-1990 come somma delle variazioni percentuali dei fattori suddetti, in Italia e nella media dei paesi europei partecipanti alla IEA.

In Italia, il consumo totale di energia è aumentato a un tasso medio piuttosto contenuto (0,6%), a fronte di una sostenuta crescita economica (effetto attività) e di un incremento del livello di servizi energetici in rapporto al PIL (effetto struttura, legato alla crescita di variabili che guidano la domanda di servizi energetici, come dimensione e livello di comfort delle abitazioni e spostamento pro-capite). Ciò significa che il dato relativo alla riduzione dell'intensità energetica primaria, pur notevole, risulta in una sottostima dell'incremento dell'efficienza energetica, che nel periodo è stato particolarmente significativo, molto maggiore di quello osservato negli altri paesi IEA.

L'approfondimento dell'analisi a livello settoriale mostra come la notevole *performance* italiana sia stata legata in particolare alla fortissima riduzione dell'intensità energetica sotto-settoriale nell'industria (del 5,5% medio annuo, contro il -3,3% degli altri paesi EU-IEA), così forte che non può non includere al suo interno rilevanti incrementi di vera e propria "efficienza energetica". Negli altri settori di uso finale, infatti, le riduzioni delle intensità energetiche depurate dalle componenti strutturali sono risultate invece in linea con la media degli altri paesi.

---

<sup>66</sup> IEA, *30 years of energy use in IEA countries*, 2004; IEA, *Energy use in the new millennium*, 2007.

<sup>67</sup> La metodologia utilizzata dalla IEA per la scomposizione della domanda di energia è rappresentata dalla seguente equazione:  $E = A \sum_j S_j * I_j$ , nella quale E rappresenta il consumo di energia (totale o all'interno di un settore), A l'evoluzione del livello di attività settoriale (ad es., il valore aggiunto nell'industria),  $S_j$  la struttura del sottosettore j o il mix delle attività all'interno di esso (ad es., la quota di valore aggiunto di ogni sotto-settore industriale),  $I_j$  l'intensità energetica di ogni sottosettore. Se si prendono i tassi di variazione delle tre componenti, la loro somma risulta uguale al tasso di variazione dei consumi di energia (più un residuo). Per una descrizione della metodologia e un'analisi dettagliata dell'evoluzione dei sistemi energetici dei Paesi OCSE negli ultimi trenta anni si rimanda a IEA (2004).



Tabella 6.6 - Scomposizione delle variazioni dei consumi energetici. Anni 1973-1990

	<i>Consumo di energia</i>	<i>Effetto attività</i>	<i>Effetto struttura</i>	<i>Effetto intensità</i>
<b>TOTALE</b>				
<b>Italia</b>	0,8%	2,5%	0,6%	-3,4%
<b>EU-8 (paesi IEA)</b>	0,3%	1,5%	0,6%	-2,1%
<b>INDUSTRIA</b>				
<b>Italia</b>	-0,5%	3,4%	0%	-5,5%
<b>EU-8 (paesi IEA)</b>	-1,3%	1,6%	-0,1%	-3,3%
<b>TERZIARIO</b>				
<b>Italia</b>	0,5%	3,3%	-	-2,7%
<b>EU-8 (paesi IEA)</b>	0,4%	2,1%	-	-2,6%
<b>RESIDENZIALE</b>				
<b>Italia</b>	0,2%	0,2%	2,5%	-2,4%
<b>EU-8 (paesi IEA)</b>	0,6%	0,2%	2,3%	-1,9%
<b>TRASPORTI-PASS.</b>				
<b>Italia</b>	3,2%	3,4%	0,2%	-0,5%
<b>EU-8 (paesi IEA)</b>	2,7%	2,5%	0,2%	-0,1%
<b>TRASPORTI-MERCI</b>				
<b>Italia</b>	3,9%	3,6%	0,8%	-0,6%
<b>EU-8 (paesi IEA)</b>	2%	1,8%	0,7%	-0,7%

Fonte: IEA

Il periodo 1990-2004

Le figure 6.18-6.21 (in ciascuna delle quali la barra relativa alla variazione dei consumi energetici settoriali è pari alla somma delle barre relative alle altre componenti) mostrano gli stessi dati visti in tabella 6.6, ma con riferimento al periodo 1990-2004.

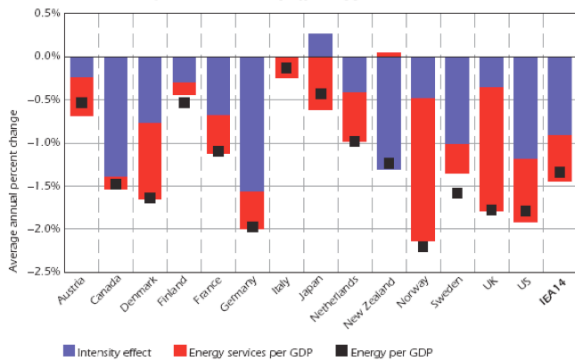
Dopo la fine degli anni 80 la riduzione dell'intensità energetica nei paesi IEA è avvenuta a tassi molto più ridotti rispetto agli anni precedenti. Prima del 1973 i prezzi dell'energia erano generalmente bassi, per cui c'era ampio spazio per rispondere alle crisi petrolifere con aumenti di efficienza. Dalla fine degli anni 80 le forti riduzioni delle intensità energetiche, combinate con la discesa dei prezzi dell'energia, hanno determinato una sostanziale riduzione delle quote di reddito destinate ai servizi energetici, e quindi incentivi molto minori ad investire in incrementi di efficienza. Ciò nonostante, nell'insieme dei paesi IEA, anche tra il 1990 e il 2004 la maggior parte della riduzione dell'intensità energetica va attribuita all'effetto *intensità*, cioè alla variabile più prossima agli incrementi di *efficienza*, diminuito a un tasso medio annuo dello 0,9%. Gli unici paesi nei quali ciò non è vero, nei quali cioè la riduzione dell'intensità energetica non è spiegata da incrementi dell'efficienza, sono l'Italia e il Giappone.

In particolare in Italia la pur modestissima riduzione dell'intensità energetica primaria è totalmente spiegabile con i cambiamenti strutturali avvenuti nel sistema economico (figure 6.18 e 6.19), in particolar modo grazie alla riduzione del peso della produzione di beni ad alta intensità energetica nel settore industriale. Le figure 6.20 e 6.21 mostrano invece come anche nel riscaldamento residenziale e nel trasporto passeggeri gli incrementi di efficienza (rappresentati da *efficiency of conversion effect* e *useful intensity effect* nel residenziale, dal *fuel intensity effect* nel trasporto) siano stati in Italia decisamente inferiori a quelli registrati negli altri paesi. In questi due sotto-settori l'aumento dei consumi energetici è risultato dunque tra i più elevati nell'insieme dei paesi IEA, perché a differenza di quanto accaduto nell'industria le diverse variabili rappresentative dell'effetto *struttura* (superfici abitate e coefficiente di

occupazione, numero di automobili e mobilità pro-capite) hanno spinto verso l'aumento dei consumi energetici.

Figura 6.18 - Scomposizione dell'intensità energetica complessiva nei paesi IEA

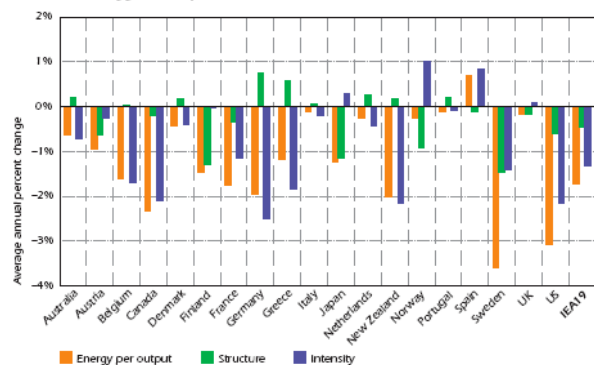
Figure 2.17 ▶ Changes in TFC/GDP Decomposed into Changes in Energy Services/GDP and Intensity Effect, 1990 - 2004



Fonte: IEA, Energy use in the New Millennium. Trends in IEA Countries

Figura 6.19 - Scomposizione dell'intensità energetica dell'industria nei paesi IEA

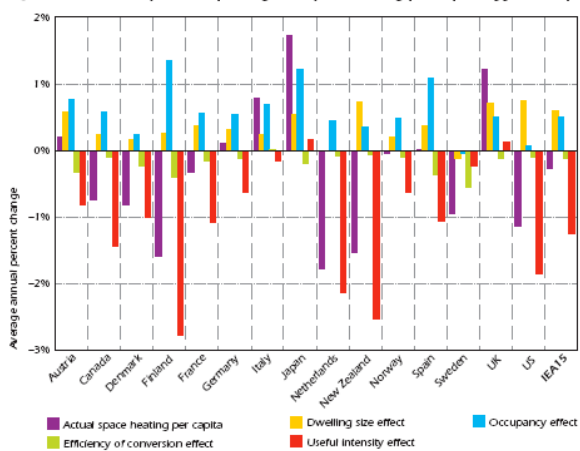
Figure 3.16 ▶ Decomposition of Changes in Manufacturing Energy Intensity, 1990 - 2004



Fonte: IEA, Energy use in the New Millennium. Trends in IEA Countries

Figura 6.20 - Scomposizione della variazione dei consumi energetici pro-capite per riscaldamento nei paesi IEA

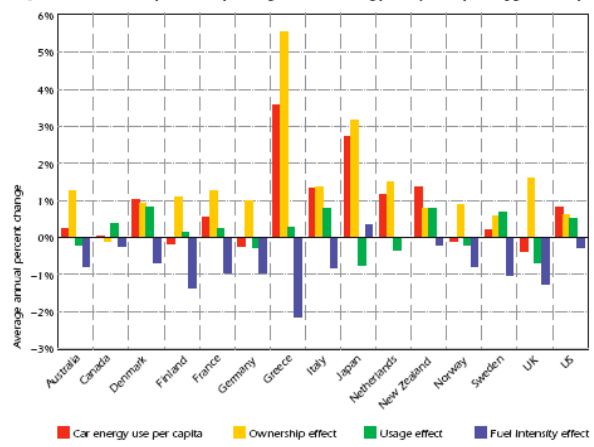
Figure 4.16 ▶ Decomposition of Changes in Space Heating per Capita, 1990 - 2004



Fonte: IEA, Energy use in the New Millennium. Trends in IEA Countries

Figura 6.21 - Scomposizione della variazione dei consumi energetici pro-capite da utilizzo di automobili nei paesi IEA

Figure 6.22 ▶ Decomposition of Changes in Car Energy Use per Capita, 1990 - 2004



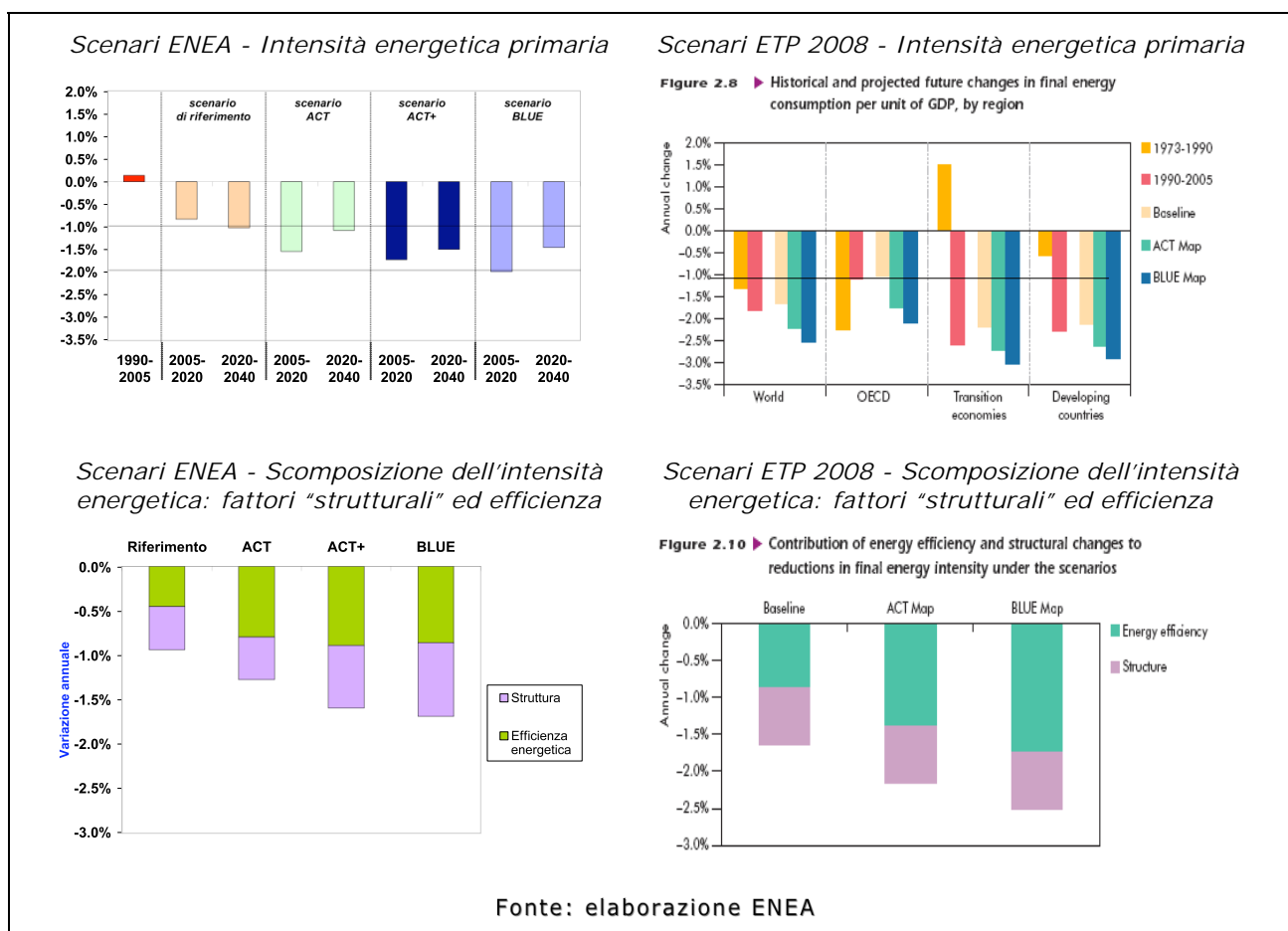
Fonte: IEA, Energy use in the New Millennium. Trends in IEA Countries

### Efficienza energetica negli scenari ENEA di accelerazione tecnologica

Complessivamente, un dato significativo che caratterizza tutti degli scenari ENEA di accelerazione tecnologica è che il tasso di riduzione dell'efficienza energetica sale progressivamente da uno scenario all'altro, dallo 0,5% medio annuo dello scenario di riferimento a poco meno dell'1% degli scenari ACT+ e BLUE.

Sommato al contributo di riduzione derivante da fattori "strutturali" (cioè la riduzione della domanda di servizi energetici a parità di reddito), per concentrare l'attenzione sull'incremento della vera e propria efficienza energetica, è interessante notare come, con l'aumento dell'efficienza energetica, la riduzione dell'intensità energetica finale resta comunque su valori dell'ordine dell'1,5%, inferiori a quelli che caratterizzano gli scenari di intervento dell'ETP 2008 relativamente ai paesi OCSE (figura 6.22).

Figura 6.22 - Intensità energetica ed efficienza negli scenari ENEA ed ETP 2008



## 6.5 Il ruolo delle fonti rinnovabili nel medio e nel lungo periodo

### 6.5.1 Potenziale accessibile e sviluppo delle fonti rinnovabili nel medio periodo

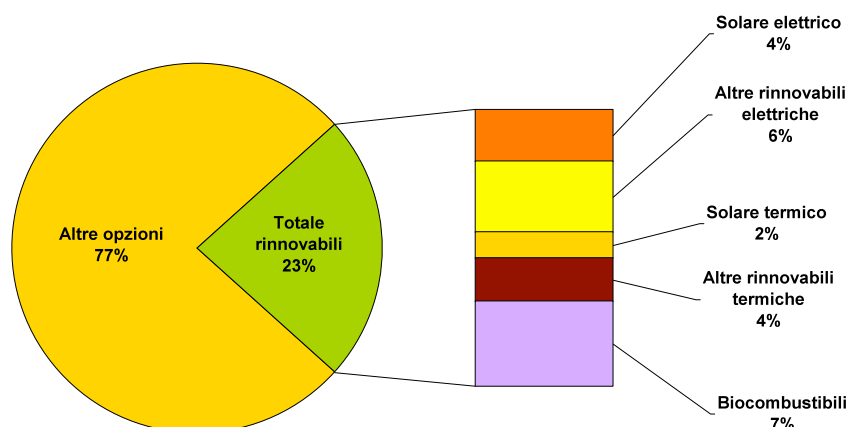
Le misure di promozione delle fonti rinnovabili considerate negli scenari di accelerazione tecnologica mirano a raggiungere il potenziale accessibile di sfruttamento all'orizzonte 2020 (secondo le valutazioni contenute nel *Position Paper* del Governo italiano<sup>68</sup>).

La figura 6.23 mostra il peso che questo sviluppo delle fonti rinnovabili può avere sulla riduzione delle emissioni di anidride carbonica in un ambizioso scenario di politiche e misure energetiche e ambientali, come lo scenario ENEA ACT+: l'insieme delle diverse rinnovabili rappresenta il 23% della riduzione complessiva delle emissioni determinata dallo scenario.

Di questo, il 10% viene dalla crescita della generazione elettrica da rinnovabili, nel medio periodo soprattutto l'eolico on-shore, il 6% da un maggior uso di rinnovabili per usi termici, biomasse nel settore civile in primis, il restante 7% dai biocombustibili, che per la maggior parte sono però importati.

<sup>68</sup> Presentato nel settembre 2007, ha costituito la prima "base di discussione" per la valutazione del contributo che l'Italia può fornire per il conseguimento dell'obiettivo comunitario di una quota del 20% di energie rinnovabili sui consumi energetici dell'UE entro il 2020.

Figura 6.23 - Contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario ACT+ rispetto allo scenario di riferimento. Anno 2020



Fonte: elaborazione ENEA

Complessivamente, tra il 2005 e il 2020 la produzione di energia rinnovabile aumenta in modo significativo già nell'evoluzione di riferimento del sistema energetico italiano, passando dai 6,5 Mtep del 2004 ai 14,4 Mtep del 2020, con una quota di FER sui consumi totali di energia primaria che quasi raddoppia (tabella 6.7).

Nello scenario ACT+ la produzione è vicina ai 21 Mtep, corrispondenti a una percentuale dell'aumento dei consumi primari quasi doppia rispetto a quella dello scenario di riferimento.

È significativo come tale valore sia vicino ai circa 24 Mtep che nel *Position Paper* del governo italiano sono considerati il massimo potenziale accessibile dal paese. Nello scenario ACT+ l'energia generata da ogni singola fonte rinnovabile è infatti sostanzialmente allineata ai valori individuati nel *Position Paper*, e nettamente superiore a quella ottenibile nell'evoluzione tendenziale del sistema.

La differenza tra il potenziale e lo scenario ACT+ è spiegata in primo luogo (0,8 Mtep circa) dal minore import di biocombustibili che si registra nello scenario, dovuto al fatto che 3,3 Mtep di biocombustibili sono già ampiamente sufficienti a raggiungere l'obiettivo di una quota del 10% dei consumi di carburanti per autotrazione. Nello scenario di intervento si verifica comunque un aumento di circa 3 Mtep rispetto ai valori del 2005, quasi completamente attribuibile all'import.

Tra le biomasse, in entrambi gli scenari quelle per usi termici nel settore civile presentano l'incremento maggiore rispetto al 2005, +3,2 Mtep nel caso tendenziale e +4,6 Mtep in quello alternativo.

Nell'insieme delle fonti rinnovabili, il ruolo delle biomasse è certamente il più rilevante, almeno nel breve/medio periodo. Considerando le possibilità di sfruttamento nella generazione elettrica, nella produzione termica e come biocarburanti, esse rappresentano infatti più della metà tanto del potenziale accessibile che dell'effettiva produzione di energia rinnovabile che si registra nello scenario ACT+.

In definitiva, nello scenario ACT+ la sola produzione di calore da rinnovabili arriva complessivamente nel 2020 a circa 14 Mtep, rispetto ai circa 8,5 Mtep dello scenario di riferimento e ai 2,4 Mtep del 2005. Ma condizione necessaria perché questo sfruttamento così rilevante sia davvero effettivo è la realizzazione di una catena dell'offerta efficace.

Per quanto soggetto comunque a diverse variabili, l'effettivo sfruttamento delle altre rinnovabili per la generazione elettrica (si veda ancora la tabella 6.7) dipende invece in modo più diretto dalla competitività economica delle diverse fonti e delle relative tecnologie, quindi dall'esistenza di un efficace meccanismo di incentivazione. Nello scenario ACT+ l'ipotesi di una continuazione del meccanismo di incentivazione attualmente esistente, sia pure con incentivi unitari in diminuzione, risulta sufficiente a determinare uno sfruttamento pressoché completo del potenziale stimato dal Position Paper, con l'eccezione del mini-idroelettrico e delle biomasse di maggior costo.

In questo caso, un elemento di rilievo da considerare riguarderà probabilmente l'effettiva capacità di mobilitare una ingente massa di investimenti, superiore, per l'insieme delle fonti rinnovabili, ai 25 miliardi di € in ciascuno dei decenni compresi fra il 2010 e il 2040.

Tabella 6.7 - Produzione di energia da fonti rinnovabili negli scenari ENEA

Produzione elettrica (lorda) da rinnovabili (TWh)					
			Scenario di riferimento	Scenario ACT+	Position Paper - Potenziale complessivam. accessibile
	2004	2005	2020	2020	2020
grande idro	33.0	28.5	28.7	28.7	30.72
mini idro	7.7	7.5	7.0	7.1	12.43
geotermica	5.3	5.3	7.8	8.9	9.73
eolica	2.2	2.4	13.2	20.4	22.6
solare	0.1	0.0	1.9	8.5	9.6
biomassa+biogas	3.8	6.2	10.2	11.1	14.5
<b>Totale ELETTRICITA' (TWh)</b>	<b>52.0</b>	<b>49.9</b>	<b>68.9</b>	<b>84.6</b>	<b>99.6</b>
Totale ELETTRICITA' (Mtep)	4.5	4.3	5.9	7.3	8.6
produzione da pompaggi	7.1	7.1	7.1	7.1	
totale compreso pompaggi	59.1	56.9	76.0	91.7	
consumo interno lordo (C.I.L.)	351.0	352.8	405.2	376.5	
quota F.E.R. su C.I.L.	14.8%	14%	17%	22%	
Energia termica da rinnovabili (Mtep)					
			Scenario di riferimento	Scenario ACT+	
	2004	2005	2020	2020	
Calore geotermico	0.10	0.21	0.20	0.90	0.96
Solare termico	0.01	0.03	0.30	0.83	1.12
Biomasse per il settore civile	1.41	1.38	4.56	5.97	5.57
Cogen. e teleriscaldam. da biomasse	0.19	0.50	2.06	3.23	3.74
Totale biomasse	1.60	1.88	6.62	9.20	9.31
Biocarburanti nazionali	0.31	0.30	0.56	0.52	0.61
Biocarburanti da import	0.00	0.30	0.77	2.77	3.59
Totale biocombustibili	0.31	0.30	1.33	3.29	4.20
<b>Totale CALORE (Mtep)</b>	<b>2.02</b>	<b>2.42</b>	<b>8.45</b>	<b>14.22</b>	<b>15.59</b>
% biocomb. su benzina/gasolio autotrazione	0.8%	0.8%	3.3%	10.1%	
<b>TOTALE GENERALE FER</b>	<b>6.5</b>	<b>6.7</b>	<b>14.4</b>	<b>21.5</b>	<b>24.2</b>

Fonte: elaborazione ENEA

### 6.5.2 Sviluppo delle fonti rinnovabili e obiettivi europei al 2020

Se si considera l'evoluzione tendenziale del sistema, a legislazione invariata, l'obiettivo di una quota di fonti rinnovabili pari al 17% dei consumi di energia appare particolarmente critico<sup>69</sup>: nel 2005 tale quota rappresentava il 5,2% dei consumi finali di energia, che l'evoluzione tendenziale porterebbe nel 2020 al 10% circa. L'evoluzione del sistema energetico descritta nello scenario ACT+ consente invece il superamento dell'obiettivo del 17%. Si tratta di un risultato di rilievo, reso possibile dal sostanziale raggiungimento di tutti i valori di potenziale accessibile al 2020 per ciascuna delle fonti rinnovabili considerate, e dalla contemporanea significativa riduzione dei consumi finali di energia. È però il caso di sottolineare come l'effettivo raggiungimento dell'obiettivo dipenda da alcuni fattori-chiave:

<sup>69</sup> Le percentuali sono state calcolate considerando: a) il consumo finale al netto dei consumi non energetici, b) l'energia elettrica da FER al lordo delle perdite di rete.

- il peso rilevante dei consumi finali dei trasporti (settore in cui è più complessa un'effettiva massiccia penetrazione di rinnovabili, e tutt'altro che scontato il raggiungimento dei valori previsti dallo scenario per i biocombustibili, per la gran parte importati) e il ritardo nel raggiungimento dei target nel settore elettrico.
- il fatto che le stime di potenziale tecnico relativo alle fonti rinnovabili evidenzino come sia difficile ipotizzare incrementi ulteriori della produzione da tali fonti energetiche rispetto a quanto mostrato dagli scenari di intervento;
- la difficoltà di ipotizzare riduzioni dei consumi di energetici significativamente maggiori di quelle previste nello scenario *ACT+*, per cui anche sul fronte del "denominatore" del rapporto fra energia rinnovabile e consumi finali di energia i margini di manovra appaiono piuttosto esigui.

La tabella 6.8 fornisce indicazioni sui diversi obiettivi relativi alle fonti rinnovabili stabiliti in sede europea.

Tabella 6.8 - Energia da fonti rinnovabili negli scenari ENEA (Mtep) e obiettivi europei

		RIF	ACT+
	2005	2020	2020
<b>Industry</b>			
TFC	41.8	38.2	35.5
Electricity Consumption	13.2	13.4	12.3
Final RE Consumption	0.3	0.8	1.3
% RE for heat	0.9%	3.4%	5.6%
<b>Other Sectors (Households, Services, Agriculture)</b>			
TFC	50.0	54.1	48.7
Electricity Consumption	12.6	15.3	14.1
Final RE Consumption	1.6	7.1	9.9
% RE for heating	4.4%	18.4%	28.7%
Total Consumption in Industry and Other sectors	91.78	92.36	84.23
Total Electricity Consumption in Industry and Other sectors	25.8	28.7	26.5
Total RE input for heat in Industry and Other sectors	1.9	8.0	11.2
<b>Target 1. % RE to total final heat needs</b> (RE input and total heat output of CHP plants not included)	<b>2.9%</b>	<b>12.5%</b>	<b>19.4%</b>
<b>RES Electricity target</b>			
TFC of electricity	26.6	29.80	27.84
Total gross electricity consumption	30.3	34.85	32.38
Electricity generation from RE	4.2	5.57	6.78
RE-e to total final electricity consumption	15.6%	18.7%	24.4%
<b>Target 2. RE-e to total gross electricity consumption</b>	<b>13.7%</b>	<b>16.0%</b>	<b>21.0%</b>
<b>Transport / biofuel target</b>			
TFC	44.0	46.8	44.0
Total fuel use in transport	43.1	46.7	41.9
total electricity consumption in transport	0.9	1.1	1.4
TFC of petrol and diesel for transport	37.4	36.4	31.4
Consumption of biofuel for transport	0.2	1.3	3.3
<b>Target 3. % of biofuels in petrol and diesel cons. for road transport</b>	<b>0.4%</b>	<b>3.7%</b>	<b>10.5%</b>
Total Final Energy Consumption	138.6	140.2	127.5
Total Primary Energy consumption	186.7	191.5	173.7
RE, final	6.2	14.9	21.3
RE, primary	9.8	16.7	21.0
<b>% of RE (final) to TFC</b>	<b>4.6%</b>	<b>10.6%</b>	<b>16.7%</b>

Fonte: elaborazione ENEA

Quota di calore da fonti rinnovabili sui consumi finali per usi termici (20% al 2020)

Riguardo al peso relativo del calore da fonti rinnovabili sui settori di uso finale, la produzione di calore da fonti rinnovabili rappresentava nel 2005 il 3% dei consumi finali per usi termici. La quota è più elevata nel settore civile (4,4%), mentre è inferiore all'1% nell'industria. Tale divario settoriale sembra destinato a mantenersi sia nello scenario *riferimento* che nello scenario di accelerazione tecnologica. Grazie al mix di interventi delineato in quest'ultimo, nel 2020 la quota di calore da fonti rinnovabili passerebbe però dal 12,5% dello scenario *di*

*riferimento* a poco meno del 20% nello scenario *ACT+*, in quest'ultimo caso grazie anche alla significativa contrazione dei consumi energetici che caratterizza lo scenario.

*Quota di elettricità da fonti rinnovabili sul consumo interno lordo di energia elettrica (22% al 2010)*

L'evoluzione tendenziale delineata nello scenario *di riferimento* porterebbe la produzione di elettricità da fonti rinnovabili da circa il 14% del consumo interno lordo del 2005 al 16% circa nel 2020. Si sottolinea come alla base dello scenario tendenziale vi sia un'ipotesi specifica riguardo al meccanismo di incentivazione delle rinnovabili: l'obbligo di immettere nella rete nazionale una quantità di energia elettrica prodotta da nuovi impianti FER resta infatti fermo al 3,05% raggiunto nel 2007. Le misure di sostegno previste negli scenari di intervento consentono invece di raggiungere nel 2020 il 21% di produzione elettrica da rinnovabili rispetto al consumo interno lordo di elettricità (la Direttiva 2001/77/EC della Commissione Europea prevede l'obiettivo di una quota del 22% al 2010) e il 24% dei consumi elettrici finali.

*Quota di biocarburanti sul consumo di carburanti per trasporto (10% al 2020)*

I biocarburanti coprono lo 0,4% dei consumi di carburanti per il trasporto. Tale quota, in gran parte ricavata da biocarburanti di produzione nazionale, è destinata a crescere oltre il 3% nello scenario *riferimento* (al 2020). Come già sottolineato, nei due scenari di intervento l'obiettivo fissato dal Consiglio Europeo può essere raggiunto e superato attraverso un massiccio ricorso a biocarburanti di importazione (oltre i 3/4 del fabbisogno) e alla riduzione della domanda di combustibili fossili indotta dagli interventi di risparmio energetico nei trasporti.

### **6.5.3 La fonte solare principale opzione di lungo periodo**

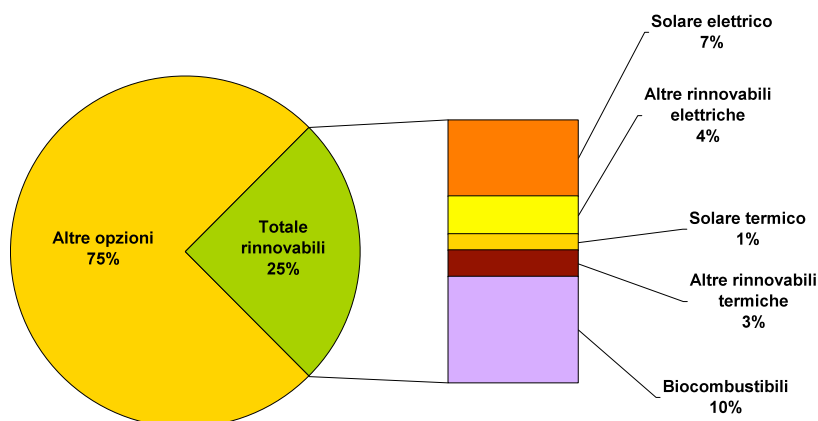
Nel lungo periodo la produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario *ACT+* continua a crescere in modo molto rilevante, specialmente nel settore della generazione elettrica, grazie in particolare alla fonte solare, che raggiunge la competitività di costo, mentre le altre fonti raggiungono valori molto vicini al potenziale fisico disponibile, difficilmente incrementabili ulteriormente.

La figura 6.24 mostra quanto pesa lo sviluppo delle diverse rinnovabili rispetto alla significativa riduzione delle emissioni di anidride carbonica determinata dallo scenario *ENEA ACT+*, che come visto nel 2040 arriva quasi a dimezzare le emissioni di CO<sub>2</sub> del 2005. Complessivamente, nonostante la forte crescita in valore assoluto, il contributo percentuale dell'insieme delle diverse rinnovabili non aumenta molto rispetto a quanto visto per il 2020, rappresentando ancora circa 1/4 della riduzione totale delle emissioni determinata dallo scenario.

Considerando che di questa quota il 10% viene dalla crescita dai biocombustibili, che nello scenario sono tutti di importazione, nel lungo periodo l'opzione tecnologica principale risulta chiaramente quella solare, nelle diverse tipologie di generazione elettrica fotovoltaica (distribuita e centralizzata) e termodinamica.

La produzione di elettricità da solare, che nel 2020 anche nello scenario *ACT+* rappresenta ancora solo poco più del 2% della produzione elettrica totale, supera infatti l'8% nel 2030, e nel 2040 raggiunge il 15%.

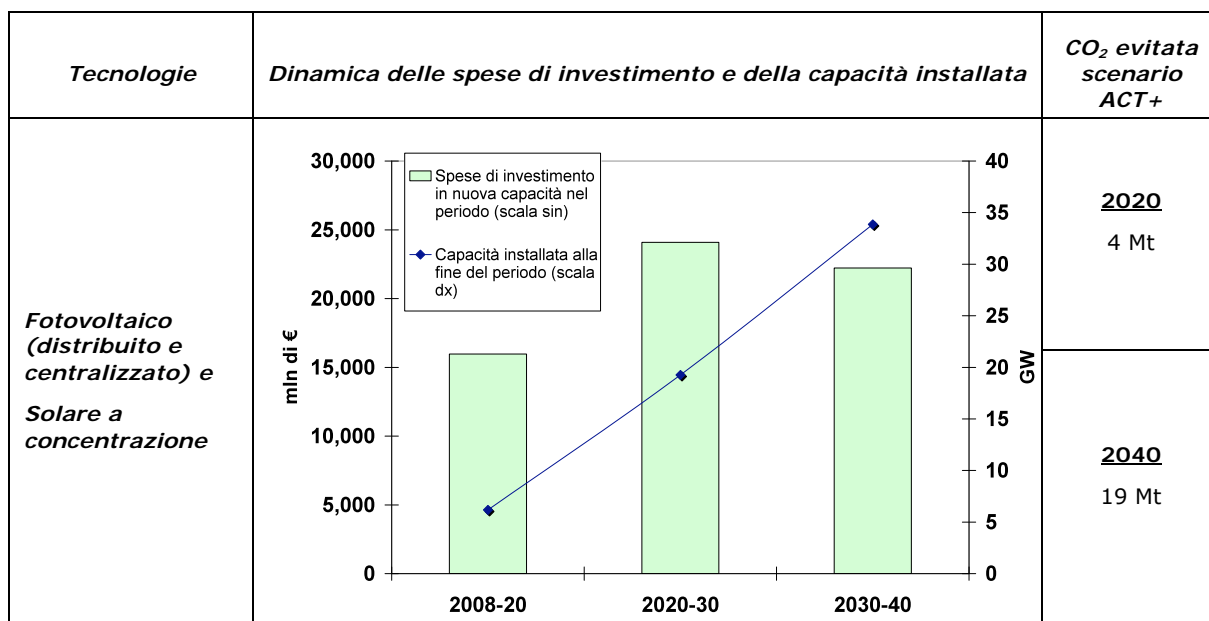
Figura 6.24 - Contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario ACT+ rispetto allo scenario di riferimento. Anno 2040



Fonte: elaborazione ENEA

La figura 6.25 mostra la dinamica degli investimenti (in termini di spesa e di capacità installata) sul solare, sia fotovoltaico che termodinamico, nello scenario ACT+: la realizzazione del percorso di sviluppo descritto dallo scenario richiede di movimentare una mole ingente di investimenti già nel prossimo decennio, per un valore di circa 15 miliardi di €. Una somma che nel seguito dell'orizzonte temporale aumenta ancora, superando i 20 miliardi di € in ognuno dei due decenni successivi. La rilevanza di questi numeri emerge ancor più se si considera che complessivamente gli investimenti totali in nuova capacità di generazione elettrica sono pari a circa 60 miliardi di euro nei primi due periodi evidenziati (2008-2020 e 2020-2030) e a circa 50 miliardi nel periodo 2030-2040, corrispondenti a una nuova capacità installata di 48 GW nel primo periodo (2008-2020), di 34 GW nel secondo (2020-2030) e di 37 GW nel terzo (2030-2040): nel lungo periodo gli investimenti in capacità di generazione da solare arrivano a rappresentare fino al 40%, dunque una quota ampiamente maggioritaria degli investimenti totali.

Figura 6.25 - Dinamica di sviluppo della generazione elettrica da fonte solare (scenario ACT+)



Fonte: ENEA



La capacità installata cresce soprattutto nel lungo periodo, anche grazie all'ipotesi di una progressiva riduzione del costo della tecnologia, raggiungendo i 20 GW nel 2030 e superando i 30 GW nel 2040. Considerato il limitato numero di ore di funzionamento degli impianti, il contributo delle diverse tecnologie in termini di abbattimento delle emissioni diviene molto significativo nel lungo periodo, a un costo che come già visto resta dell'ordine dei 100 €/t di CO<sub>2</sub>, in conseguenza del mantenimento di pur molto limitati (e progressivamente decrescenti) incentivi lungo tutto l'orizzonte temporale.

#### **Box 6.8 - Ipotesi su costi e potenzialità del solare fotovoltaico**

Il mercato del fotovoltaico è cresciuto negli ultimi anni in modo molto significativo (40% medio annuo dall'inizio del decennio, per quanto principalmente in tre paesi, Germania, Giappone e Stati Uniti), e le attese sono per una crescita ancora più rapida nel prossimo futuro, con nuove installazioni che a livello globale dovrebbero raggiungere un ordine di grandezza di diversi GW/anno, grazie in primo luogo all'ampia diffusione di schemi di incentivazione.

Nel corso degli anni il costo del fotovoltaico è diminuito ad un tasso di apprendimento stimato tra il 15% e il 20% (IEA, 2008, Neji, 2007), sebbene ci sia stato un incremento dopo il 2004 a causa della forte espansione della domanda (in Germania e Giappone in particolare) e della scarsità dell'offerta di silicio. I moduli di silicio cristallino sono poi tornati ai prezzi del 2004, ma una diminuzione ulteriore dei prezzi viene considerata probabile.

I costi totali dei sistemi fotovoltaici erano pari a circa 6,25 \$/W alla fine del 2006 (con alcuni sistemi già venduti anche a 5,5 \$/W in Germania). L'attesa è quella di una sostanziale diminuzione già entro il 2010, fino a valori compresi fra 3,75 \$/W e 4,4 \$/W (IEA, 2008). La crescente penetrazione dei moduli a film sottili può contribuire a ridurre ulteriormente tali costi.

Negli scenari ENEA le ipotesi relative allo sviluppo della tecnologia fotovoltaica nel corso del tempo sono state "armonizzate" con quelle del modello (anch'esso della "famiglia MARKAL") utilizzato dall'Agenzia Internazionale dell'Energia per l'*Energy Technology Perspectives 2008*: i costi totali dei sistemi fotovoltaici raggiungono valori compresi fra 3,5 e 4,2 €/W entro il 2010, con una diminuzione che continua negli anni successivi ad un tasso di apprendimento del 18%, fino a valori di poco superiori a 2 €/kW nel 2020, a 1 €/kW nel 2040.

Gli sviluppi recenti, in particolare alcuni impianti di grande scala annunciati da grandi *utilities*, sembrano supportare queste proiezioni, grazie in primo luogo alle crescenti economie di scala: un esempio è il programma di 250 MW di installazioni *rooftop* annunciati dalla Southern California Edison's, che prevede di raggiungere i 3,50 \$/Wp entro il 2010 (Clean Edge, 2008).

Riguardo alle ipotesi sulle potenzialità di sviluppo della tecnologia fotovoltaica in Italia, in termini "teorici" il potenziale è ovviamente enorme (stime di fonti autorevoli superano i 100 TWh<sup>70</sup>). Una valutazione recente è stata condotta per conto del Ministero dell'Ambiente dalla Commissione Nazionale sull'Energia Solare, che ha stimato un potenziale "tecnico realistico" mediante approssimazioni successive, tenendo conto che il potenziale teorico è limitato dalla disponibilità della superficie selezionata per destinazione d'uso (quello tecnico anche dalla effettiva utilizzabilità/accessibilità delle superfici selezionate e da rendimento ed efficienza di conversione della tecnologia).

La potenza installabile è stata dunque ottenuta moltiplicando la superficie realisticamente utilizzabile per la potenza superficiale unitaria media (W/m<sup>2</sup>), ottenendo un valore di 5,5 GWp nel 2005, 9,8 GWp nel 2015, 16,3 GWp nel 2020, 28,2 GWp nel 2030.

## **6.6 Le opzioni di generazione elettrica centralizzata *carbon free* per il medio-lungo periodo**

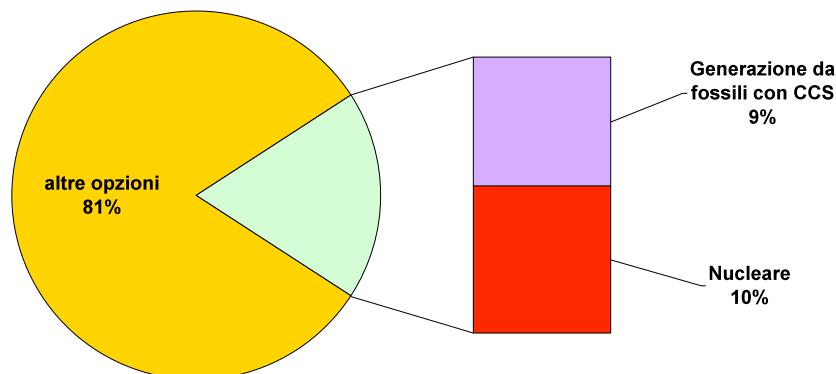
Il già ricordato *Technology Map for the European Strategic Energy Technology Plan*, che propone iniziative a livello europeo per accelerare lo sviluppo e il decollo di tecnologie energetiche *low carbon*, dedica un'attenzione particolare alle tecnologie di generazione elettrica. Gli scenari ENEA di *accelerazione tecnologica* mostrano come, nella specificità del sistema energetico italiano, il perseguimento di ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni nel lungo periodo dipenda in modo sostanziale, oltre che dalla crescita delle fonti rinnovabili, dal successo di due insiemi di tecnologie di generazione elettrica *carbon free*, il nucleare da fissione e la generazione elettrica da fonti fossili con cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> (CCS).

<sup>70</sup> Cfr. IEA-Pvps, *Potential for Building Integrated Photovoltaics*, 2003; de Noord M., L.W.M. Beurskens, H.J. de Vries, *Potentials and costs for renewable electricity generation. A data overview*, ECN, February 2004; Orecchini et al., *Energia da fonti energetiche rinnovabili. Le potenzialità dell'Italia*, La Termotecnica, gennaio-febbraio 2004.

Già nel medio periodo (2020), quando come si è visto la parte preponderante delle potenzialità di abbattimento delle emissioni è svolta dall'accelerazione nella sostituzione delle tecnologie nei settori di uso finale, le due tecnologie suddette sono in grado di contribuire alla riduzione complessiva per poco meno di 10 Mt di CO<sub>2</sub> (sulle 110 Mt totali).

Nel lungo periodo il contributo di riduzione raggiunge invece le 50 Mt, circa 1/5 dell'abbattimento totale (figura 6.26).

Figura 6.26 - Contributo di nucleare e CCS alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario ACT+ rispetto allo scenario di riferimento. Anno 2040



Fonte: elaborazione ENEA

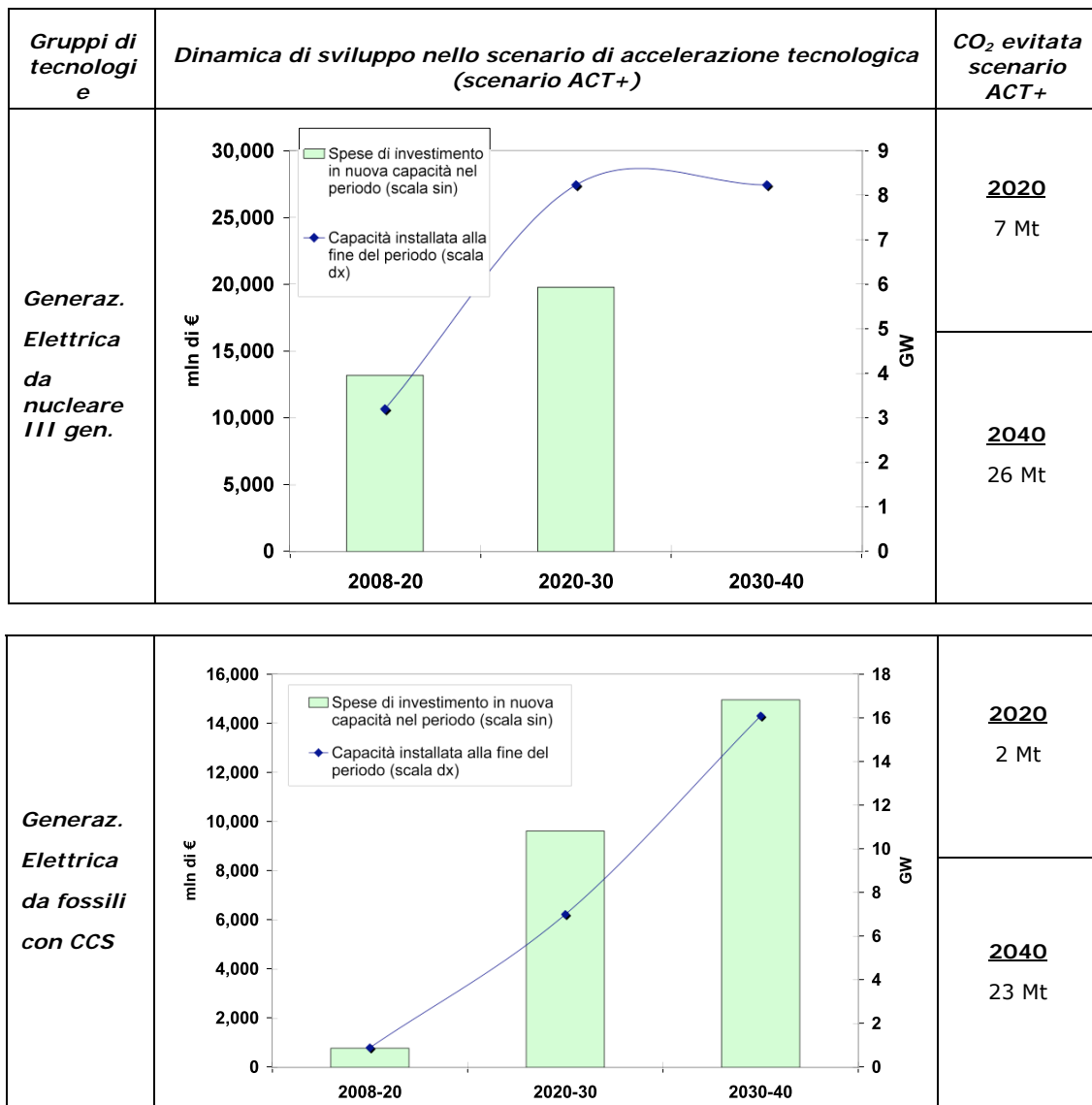
Un'analisi più dettagliata degli effetti dell'*accelerazione tecnologica* è riportata nella figura 6.27, che evidenzia la dinamica di sviluppo (in termini di investimenti e di capacità installata) delle due tecnologie di generazione elettrica.

L'analisi di scenario mostra come negli scenari di intervento la generazione elettrica da nucleare (come detto di III Generazione, impianti EPR in particolare) raggiunge una penetrazione significativa già a partire dal 2020, anno in cui si prevede l'immissione in rete dei primi kWh da fonte nucleare. Gli investimenti proseguono in modo massiccio nel decennio 2020-2030, fino agli 8 GW di capacità installata corrispondenti ai cinque siti ipotizzati come potenziale sfruttabile nello scenario.

La riduzione delle emissioni garantita dalla tecnologia risulta dunque significativa già nel medio periodo, a un costo di abbattimento che risulta più alto di quello di lungo periodo (quando diviene negativo), in considerazione dei costi connessi con il riavvio del programma nucleare e con la possibilità che le ore di funzionamento delle centrali non raggiungano subito il massimo potenziale. Nel decennio successivo, invece, il modello utilizzato per l'analisi sembra indicare una riduzione della competitività di costo del nucleare di III generazione in coincidenza con i progressivi incrementi di efficienza delle tecnologie di generazione da fossili (carbone in primis) con CCS e da fonti rinnovabili (solare in primis). Nel decennio 2030-2040 non è dunque prevista nuova generazione da nucleare.

La figura 6.27 mostra come questa dinamica di sviluppo richieda investimenti per quasi 13 miliardi di € entro il 2020, per altri 20 miliardi di € nel secondo decennio, includendo tra questi anche gli accantonamenti per lo smantellamento e per il deposito delle scorie.

Figura 6.27 - Contributo di nucleare e CCS alla riduzione delle emissioni negli scenari di accelerazione tecnologica (rispetto allo scenario di riferimento)



Fonte: elaborazione ENEA

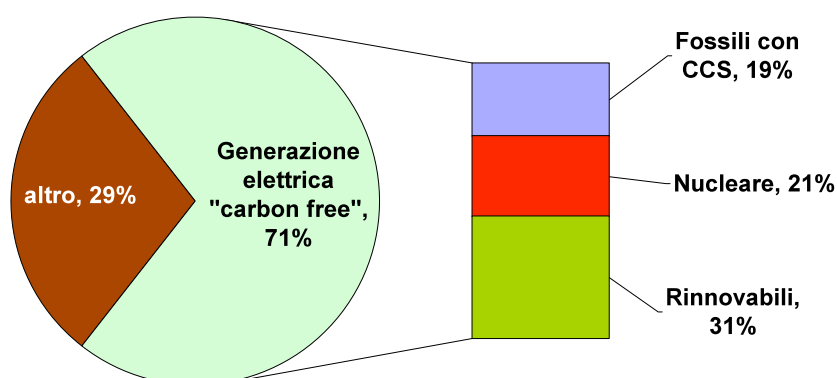
Nel caso della generazione elettrica da fossili con CCS, per il 2020 è plausibile solo il completamento dei previsti progetti pilota. Per gli anni successivi l'analisi di scenario mostra invece la competitività progressivamente crescente di queste tecnologie nel corso dell'orizzonte temporale (laddove ovviamente intervengano politiche di penalizzazione delle emissioni di anidride carbonica). Le diverse tecnologie divengono infatti sempre più competitive, in particolare modo la gassificazione del carbone, che nell'ultimo decennio diviene la singola tecnologia su cui si riversa la maggior quantità di investimenti. Complessivamente, sull'insieme delle tecnologie con CCS si riversano circa 10 miliardi di € nel decennio 2020-2030, circa 15 miliardi di € nel decennio 2030-2040.

In questo caso il costo di abbattimento delle emissioni relativo al 2020 non può essere considerato significativo, visto il valore limitato della CO<sub>2</sub> evitata, mentre il dato di lungo periodo mostra come l'insieme delle tecnologie sia in grado di fornire un contributo alla riduzione delle emissioni che supera le 20 Mt a un costo pari a circa 50 €/t (in linea con la letteratura internazionale). L'effetto di lungo periodo di questi investimenti è una completa ristrutturazione del settore elettrico italiano, il cui mix di combustibili sarebbe alla fine dell'orizzonte temporale largamente dominato da tecnologie in grado di garantire una

generazione elettrica *carbon-free* (figura 6.28).

L'adozione di una prospettiva di lungo periodo, volta a conseguire ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni, sembra dunque comportare, nel settore elettrico, la necessità di investimenti ingenti su filiere tecnologiche in grande crescita o per le quali gli scenari energetici globali prevedono una fortissima espansione (Agenzia Internazionale dell'Energia, *Energy Technology Perspectives 2008*) e presentano un potenziale di sviluppo molto elevato, sia dal punto di vista della nuova capacità da installare che a livello di crescita industriale. D'altra parte, per ciascuna di queste tre filiere la possibilità di un loro effettivo sviluppo nel nostro paese mostra problematiche la cui soluzione è tutt'altro che scontata.

Figura 6.28 - Dinamica del mix di combustibili nella generazione elettrica nello scenario ENEA ACT+



Fonte: elaborazione ENEA

#### Box 6.9 - Ipotesi sui costi del nucleare di III generazione

Il modello del sistema energetico utilizzato per l'elaborazione degli scenari segue la dichiarazione d'intenti fatta dal governo del Paese, includendo fra le opzioni tecnologiche possibili anche quella di un ritorno del paese allo sfruttamento dell'energia nucleare a partire dal 2020, in un numero di siti che nel lungo periodo corrisponde a quello delle centrali costruite negli anni 70 e 80. L'effettivo sfruttamento di ognuna di queste tecnologie risulta quindi legato esclusivamente alla competitività della tecnologia, rispetto alle opzioni tecnologiche alternative (e non all'effettiva realizzabilità degli impianti), e all'insieme delle condizioni che caratterizzano l'evoluzione del sistema nei diversi scenari.

Per l'elaborazione delle analisi di scenario l'analisi è stata limitata alla tecnologia nucleare di III Generazione (impianti EPR in particolare), a partire dalle ipotesi utilizzate per le più recenti e autorevoli pubblicazioni in materia, tra cui uno studio dell'UK Government's Department of Trade and Industry, che contiene tra l'altro un'analisi di sensitività dei costi della tecnologia, e il documento dell'Agenzia Internazionale dell'Energia *Energy Technology Perspectives 2008*.

Come si vede nella tabella 6.9 tra le variabili-chiave per gli effettivi costi di costruzione degli impianti rivestono un ruolo importante anche la lunghezza e la complessità del periodo che precede la costruzione dell'impianto, il tempo di costruzione, il costo del capitale.

Considerata la complessità di un nuovo avvio di un programma di costruzione di nuove centrali nucleari sul territorio nazionale, per l'elaborazione degli scenari si è scelto di utilizzare ipotesi sostanzialmente "prudenti", utilizzando, in particolare per il costo d'investimento, le ipotesi definite "di alto costo" in tabella 6.9: il costo complessivo ipotizzato per la costruzione dell'impianto è quindi pari a circa 3.000 €/kW (circa 4.600 € per un impianto EPR da 1.600 MW), un valore simile alle stime dell'impianto in costruzione a Olkiluoto in Finlandia. Per le altre variabili descritte nella tabella 6.9, la cui influenza si protrae su tutta la vita dell'impianto, si sono invece utilizzati i valori "centrali".

Infine, riguardo alla definizione dell'orizzonte temporale entro il quale è possibile immaginare l'effettiva installazione di nuova capacità nucleare nel Paese, si è considerata di nuovo l'esperienza più recente

relativa ai paesi occidentali, quella di Olkiluoto in Finlandia, per la quale le stime più recenti fanno pensare a un lasso di tempo fra il lancio del progetto e l'effettiva entrata in funzione dell'impianto che supererà i dieci anni. Sembra dunque ragionevole sottolineare come l'ipotesi dell'effettiva entrata in funzione di due nuovi impianti nel 2020 sia da considerare in qualche modo "ottimistica", per cui si è deciso di affiancare a questa ipotesi quella di un numero di ore di funzionamento delle centrali che non raggiunge da subito il massimo potenziale.

Tabella 6.9 - Analisi di sensitività per alcuni parametri chiave relativi al costo della produzione elettrica da nucleare di III generazione

		Ipotesi centrale	Ipotesi basso costo	Ipotesi alto costo
<b>Pre-development cost</b>	GBP / kW	250	100	300
	€ / kW	379	152	455
<b>Construction cost</b>	GBP / kW	1,250	850	1,625
	€ / kW	1,894	1,288	2,462
<b>Construction period</b>		6 anni		10 anni
<b>Load factors first five yea</b>	%	80%	90%	60%
<b>Operational life</b>		40 anni	60 anni	30 anni
<b>O&amp;M cost</b>	GBP / kWh	0.0077	0.0044	
	€ / kWh	0.0117	0.0067	
<b>Fuel supply</b>	GBP / kWh	0.0044		
	€ / kWh	0.0067		
<b>Waste disposal</b>	GBP	276		320
	€	418		485
<b>Decommissioning cost</b>	GBP	636		950
	€	964		1,439
<b>Cost of capital</b>	%	10%	7%	12%

Fonte: UK Government's Department of Trade and Industry (riportato in IEA, ETP 2008)

## 6.7 Possibile impatto della crisi sulle opzioni di accelerazione tecnologica

La crisi economico-finanziaria degli ultimi anni può avere un impatto di rilievo sugli investimenti in tecnologie energetiche (produzione, trasformazione, distribuzione). Anche in tal caso è importante l'effetto sul lungo periodo, valutando la possibilità o meno di cambiamenti "strutturali" del sistema.

Gli investimenti in tecnologie energetiche sono influenzati dalla crisi economica per diverse ragioni: la minore necessità di nuova capacità produttiva causata dalla minore domanda; le difficoltà a ottenere credito e raccogliere capitali da parte degli operatori; la più bassa redditività degli investimenti causata dalla riduzione dei prezzi dell'energia. Da questo punto di vista, il cambiamento dell'evoluzione tendenziale del sistema determinato dalla crisi può avere un impatto significativo anche sulle curve delle emissioni relative agli scenari di accelerazione tecnologica, inducendo dunque il sistema a cambiamenti "strutturali".

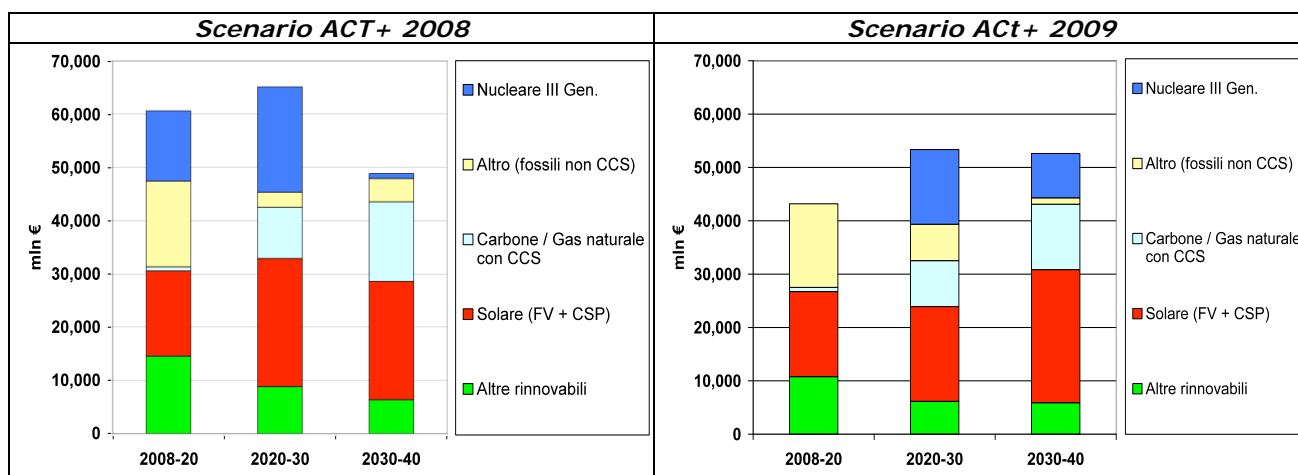
La curva delle emissioni determinata dalle politiche potrebbe infatti non corrispondere a una semplice traslazione verso il basso della curva tendenziale, a causa dei possibili effetti negativi della crisi sugli investimenti nelle tecnologie *low carbon*. In questo caso l'impatto della crisi sulla crescita delle emissioni potrebbe essere "positivo" nel breve termine, ma negativo nel lungo termine soprattutto riducendo l'accelerazione tecnologica verso le tecnologie *low carbon* che veniva favorita dagli altri corsi del prezzo dei fossili. La crisi potrebbe ritardare gli investimenti in tali tecnologie a causa della minore necessità di riduzione delle emissioni nel breve-medio periodo, e determinare un rischio di *lock-in* del sistema energetico su investimenti e tecnologie non compatibili con gli obiettivi di mitigazione di lungo periodo, ma economicamente più attraenti nel breve termine. Queste circostanze potrebbero in definitiva determinare nel medio-lungo termine emissioni più alte di quelle previste negli scenari pre-

crisi, soprattutto se al termine della fase recessiva i consumi energetici dovessero riprendere a ritmi sostenuti, cancellando i benefici di breve termine.

I risultati dell'analisi di scenario (si veda ancora la figura 6.8) mostrano l'effetto "positivo" che la crisi può avere nel breve termine, inteso come abbassamento della curva delle emissioni. Non sembra invece trovare conferma l'ipotesi di un impatto negativo della crisi sulla possibilità di conseguire ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni nel lungo periodo.

Dal punto di vista dei possibili effetti negativi della crisi, sembra invece confermato il possibile impatto sugli investimenti nelle tecnologie *low carbon*: la figura 6.29 mostra come la minore necessità di riduzione delle emissioni nel breve-medio periodo determini infatti minori investimenti in tecnologie *low carbon*: la figura mostra come il semplice aggiornamento dello scenario di accelerazione tecnologica alle mutate condizioni economiche determini infatti una riduzione assoluta degli investimenti totali in generazione elettrica pari a circa 20 miliardi di euro. Dalla figura emerge inoltre come si modifichi anche il peso relativo delle diverse tecnologie, in quanto la penalizzazione riguarda in particolare gli investimenti nelle tecnologie evidentemente "marginali", il solare fotovoltaico e termodinamico e le meno competitive fra le altre rinnovabili. La differenza fra le emissioni dello scenario ACT+ 2009 e le emissioni dello scenario di riferimento 2009 è ora più contenuta rispetto alla differenza dei corrispondenti scenari elaborati prima della crisi, per cui si verifica anche una minore penetrazione delle tecnologie in grado di determinare questa differenza, cioè le tecnologie a bassa intensità di carbonio.

Figura 6.29 - Investimenti nel settore della generazione elettrica nello scenario ACT+ 2008 e nello scenario ACT+ 2009 (milioni di €)



Fonte: elaborazione ENEA

## 6.8 Effetti economici degli scenari di accelerazione tecnologica

L'ottimizzazione delle scelte rivolte all'obiettivo della stabilizzazione del clima nel lungo periodo, e quindi alla riduzione delle emissioni di gas serra, richiede la considerazione di tutte le variabili in gioco, tra cui ha un posto di rilievo anche il "tempo". Vista infatti l'ottica di lungo periodo dell'obiettivo, anche per l'ottimizzazione delle scelte è necessaria un'ottica di lungo periodo. E poiché un elemento che ha un ruolo determinante per le valutazioni circa l'opportunità delle possibili strategie è quello dei costi che tali strategie comportano, l'adozione di un'ottica di lungo periodo è particolarmente utile ed opportuna per la minimizzazione dei costi del raggiungimento degli obiettivi.

### 6.8.1 Impatto dell'accelerazione tecnologica sui costi del sistema energetico

Si è visto come la Commissione UE abbia stimato che i costi economici diretti relativi al pacchetto Energia e Clima del gennaio 2008 siano, nello scenario considerato auspicabile (lo scenario NSAT-CDM, vedi box 6.4 nelle pagine precedenti), pari allo 0,59% del PIL europeo. Per l'Italia il raggiungimento degli obiettivi (riduzione, rispetto al 2005, delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 13% nei settori non-ETS, del 21% nelle imprese europee soggette alla direttiva ETS, e quota di fonti rinnovabili pari al 17%) comporterebbe in questo caso costi economici diretti pari allo 0,49% del PIL nazionale.

Nel caso di uno scenario che non prevede la possibilità di commerciare permessi di emissione per i settori non ETS, e che anche per le rinnovabili esclude la possibilità di scambiare "garanzie d'origine" (uno scenario per così dire "autarchico"), la Commissione UE stima invece un incremento dei costi totali del sistema energetico EU-27 (rispetto al *Baseline*) pari allo 0,71% del PIL europeo, pari all'1,14% nel caso dell'Italia.

#### *Impatto sui costi totali del sistema energetico*

I due scenari di accelerazione tecnologica elaborati dall'ENEA (ACT+ e Blue), che come visto permettono quanto meno un avvicinamento agli obiettivi del pacchetto UE, determinano inevitabilmente impatti rilevanti su tutte le componenti di costo del sistema energetico. Avendo ben chiaro sia il significato corretto delle diverse stime sia le differenze metodologiche tra il modello utilizzato dall'ENEA e quello utilizzato dalla Commissione UE (vedi box 6.10), può essere interessante confrontare le stime prodotte dalla Commissione con quelle degli scenari ENEA.

Concentrando l'attenzione sull'orizzonte di medio periodo, orizzonte di riferimento degli obiettivi europei, la necessità di un forte incremento degli investimenti in tecnologie energetiche innovative determina un aumento del costo totale del sistema energetico. In particolare, lo scenario ACT+, che come visto permette un sostanziale avvicinamento agli obiettivi fissati nel pacchetto della Commissione UE, comporta un aumento dei costi diretti del sistema energetico pari nel 2020 allo 0,39% del PIL.

Tabella 6.10 - Variazione dei costi del sistema energetico nello scenario ACT+

	2008-2020 (mln €)	2020 (%)	2008-2030 (mln €)	2030 (%)	2008-2040 (mln €)	2040 (%)
<b>Variazione dei costi diretti del sistema energetico (rispetto al Riferimento)</b>	<b>90,047</b>	<b>3.4%</b>		<b>2.5%</b>		<b>0.1%</b>
Variazione Investimenti in tecnologie energetiche	84,766	5.3%		7.4%		-5.3%
Variazione Importazioni di energia	-31,592	-8.7%		-11.4%		-14.4%
Variazione Altri costi operativi	36,873	3.2%		5.3%		6.5%
<b>Variazione media (nell'orizzonte temporale) dei costi diretti del sistema energetico in % del PIL</b>		<b>0.39%</b>		<b>0.45%</b>		<b>0.28%</b>
<b>Costo medio di abbattimento (€/ton CO<sub>2</sub>)</b>		<b>85</b>		<b>27</b>		<b>1</b>

Fonte: elaborazione ENEA

Come si vede in tabella 6.10, nell'intero periodo 2008-2020 l'incremento dei costi diretti del sistema energetico rispetto allo scenario di riferimento è pari a circa 90 miliardi di €, somma algebrica dei maggiori oneri necessari per gli investimenti nelle tecnologie energetiche, delle minori spese per le importazioni di energia (a seguito degli incrementi di efficienza e dello sviluppo delle fonti rinnovabili), delle maggiori spese per gli altri costi operativi legati al funzionamento del sistema energetico (voce che include anche le variazioni del benessere sociale derivanti dalla riduzione dei consumi di beni energetici attivate dall'incremento dei costi dell'energia). Il rapporto tra l'incremento dei costi del sistema energetico e la quantità di

anidride carbonica abbattuta porta a valutare un costo medio per il pacchetto di interventi pari a circa 85 €/t CO<sub>2</sub>.

**Box 6.10 - I costi delle politiche energetiche e ambientali. Caratteristiche, limiti e corretta interpretazione delle stime**

Quando si valutano gli effetti economici delle politiche volte a incentivare lo sviluppo di tecnologie a minore impatto ambientale è prioritario intendersi sul significato delle stime di costo su cui le valutazioni si basano. Le analisi di scenario, che consentono di valutare modalità e costi degli interventi per il raggiungimento degli obiettivi, possono essere effettuate mediante diverse tipologie di modelli, ognuna delle quali risulta però carente sotto almeno una delle tre caratteristiche seguenti: rappresentazione delle tecnologie del sistema energetico, descrizione realistica dei processi decisionali degli operatori, rappresentazione delle interazioni tra settore energetico e resto dell'economia. I modelli utilizzati per le analisi sono convenzionalmente divisi in due "famiglie", a ciascuna delle quali corrispondono stime dei costi di natura sostanzialmente diversa:

*a) Modelli bottom-up e costi diretti del sistema energetico*

I cosiddetti modelli *bottom-up* di equilibrio parziale descrivono in modo dettagliato le tecnologie presenti e future del sistema energetico, ma mancano di rappresentare le interazioni tra settore energetico e resto dell'economia. Le stime di costo degli interventi ricavate da queste tipologie di modelli si riferiscono ai costi diretti del sistema energetico: le risorse aggiuntive che devono essere direttamente utilizzate per implementare le opzioni tecnologiche di riduzione delle emissioni, intese come somma delle variazioni dei costi di investimento relativi a queste opzioni, dei loro costi di funzionamento e gestione e dei costi dei combustibili necessari a farle funzionare.

I costi diretti del sistema energetico non rappresentano una riduzione netta del PIL. Indicano invece il maggiore impegno di spesa che il resto del sistema economico deve assumersi per il raggiungimento dell'obiettivo fissato, che è solo un'approssimazione di primo ordine del "costo economico totale" della politica che si intende adottare.

*b) Modelli top-down e costi economici totali*

I cosiddetti modelli *top-down* di equilibrio generale rappresentano il sistema energetico in un modo più semplificato, senza rappresentare le tecnologie in modo dettagliato, ma lo inseriscono all'interno del più ampio sistema economico, riuscendo dunque a simulare le interazioni tra settore energetico e resto dell'economia, e dunque a simulare gli effetti provocati dalle politiche energetiche e ambientali sull'intera economia.

Le stime di costo degli interventi ricavate da queste tipologie di modelli corrispondono all'impatto economico "complessivo" degli interventi, espresso in termini di variazioni sul PIL e laddove possibile sulle sue principali componenti.

*I costi stimati dal modello utilizzato dalla Commissione UE*

L'approccio "ideale" alla valutazione dei costi di obiettivi di riduzione delle emissioni sarebbe quello di utilizzare modelli "ibridi" in grado di combinare i pregi degli approcci *top-down* e *bottom-up*. È la strada intrapresa da molta modellistica negli ultimi anni, ma modelli di questo tipo pienamente soddisfacenti ancora non esistono.

Poiché un'esigenza primaria dei *policy maker*, quando devono valutare la praticabilità di obiettivi energetici e ambientali, è quella di valutare l'impatto di specifiche politiche e misure sulla competitività e lo sviluppo di specifiche tecnologie, i modelli di matrice *bottom-up* sono in molti casi "preferiti", pur al prezzo di perdere la possibilità di ottenere stime dei costi economici complessivi delle politiche considerate. È questo il caso del modello utilizzato dalla Commissione Europea per le analisi di scenario che sono alla base delle proposte di direttiva sul pacchetto 20-20-20 (modello PRIMES). I costi dei diversi scenari di intervento stimati dal modello PRIMES consistono dunque nei costi incrementali che il resto del sistema economico (rispetto al settore energetico) deve sostenere per realizzare le spese necessarie a raggiungere gli obiettivi. Essi sono solo un'approssimazione dei costi economici totali di un pacchetto di misure di politica energetica e ambientale.

*Confronto tra stime di costo del modello utilizzato dalla Commissione UE e stime ENEA*

La valutazione dei risultati prodotti dal modello PRIMES utilizzato dalla Commissione Europea, e il loro confronto con i risultati di modelli diversi, come il modello utilizzato dall'ENEA per elaborare gli scenari descritti in questo Rapporto Energia e Ambiente, richiede la puntualizzazione di alcune questioni metodologiche, che riguardano in primo luogo il modo in cui sono rappresentate le opzioni di efficienza energetica. Nel modello PRIMES la possibilità di opzioni di efficienza energetica a costo negativo è esclusa a priori, mediante una appropriata manipolazione dei tassi di sconto settoriali (per una spiegazione si rimanda a Capros, 2007). Gli scenari ENEA non adottano invece questa ipotesi, come si è visto nell'analisi delle curve di costo di abbattimento, che evidenziano diverse opzioni a costi negativi. Da ciò consegue inevitabilmente che le stime degli scenari ENEA non includono i costi necessari a superare le barriere non



economiche che si frappongono all'effettivo sviluppo delle tecnologie più efficienti.

Per un altro verso, le stime di costo prodotte dagli scenari ENEA non tengono conto dei risparmi che possono derivare dal ricorso ai meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto. Il modello PRIMES utilizzato dalla Commissione UE è infatti un modello multi-regionale dell'Europa a 27, che rende possibile simulare l'ottimizzazione del commercio tanto dei crediti derivanti dai meccanismi flessibili permessi che della garanzia di origine della produzione di energia rinnovabile. Il modello Markal-Italia è invece un modello dettagliato del sistema energetico italiano, che non permette l'ottimizzazione dell'intero sistema energetico europeo, per cui la dimensione del ricorso nazionale ai meccanismi flessibili deve dunque essere ipotizzata a priori. Per gli scenari ENEA presentati in questo rapporto si è preferito per semplicità adottare l'ipotesi di un ricorso nullo ai meccanismi flessibili. Poiché dunque l'abbattimento delle emissioni prodotto dagli scenari di accelerazione tecnologica si verifica tutto internamente, le stime dell'impatto di questo abbattimento sui costi del sistema energetico non tengono conto della possibilità che una parte della riduzione delle emissioni possa avvenire a costi più modesti.

### *Impatto sugli investimenti del settore energetico*

Gli scenari ENEA mostrano come lo spostamento del sistema energetico lungo una traiettoria coerente con gli obiettivi abbia un impatto rilevante anche sui costi di importazione dell'energia. In particolare, il forte incremento degli investimenti in tecnologie energetiche innovative permette riduzioni consistenti delle spese per l'import di energia: nel periodo 2008-2020 gli investimenti in tecnologie energetiche aumentano del 2% circa (rispetto allo scenario di riferimento) mentre le spese per le importazioni di energia si riducono complessivamente di più del 5% (nel 2020 la riduzione raggiunge il 10%, con un risparmio sulla bolletta energetica del paese dell'ordine di 5 miliardi di euro l'anno nel 2020).

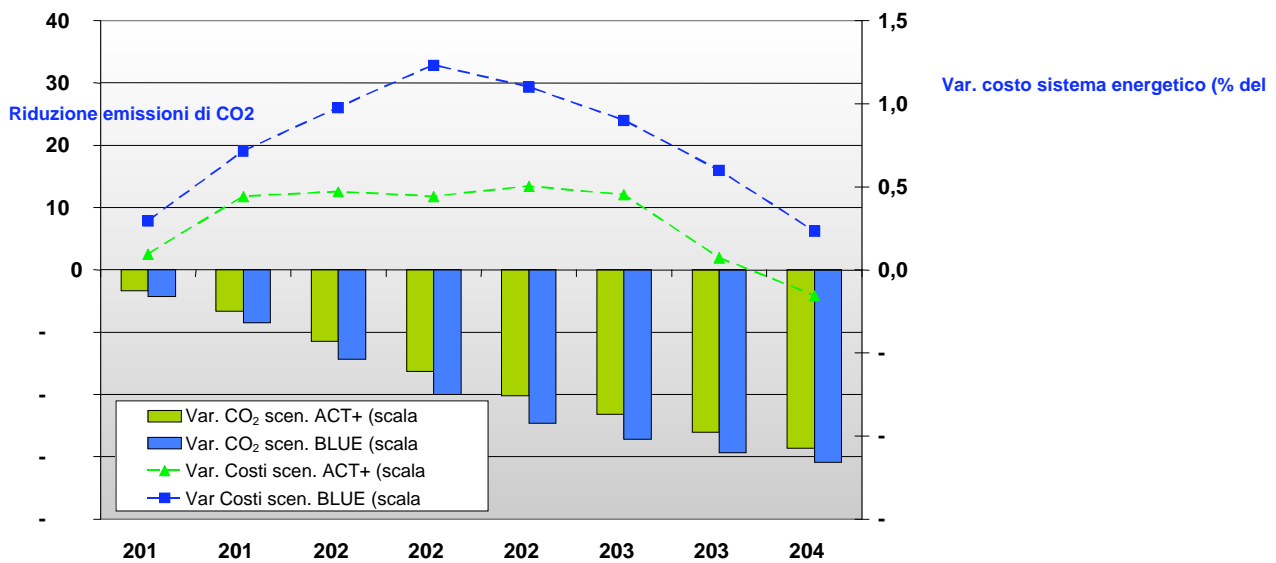
Lo scenario ACT+ richiede anche un cambiamento nella "struttura" degli investimenti totali: dal lato della domanda si ha una maggiore spesa per investimenti in tecnologie innovative (dispositivi di uso finale più efficienti); dal lato dell'offerta (produzione, conversione e trasporto dell'energia), la riduzione dei consumi energetici che caratterizza lo scenario permette invece investimenti in tecnologie energetiche molto inferiori a quella dell'evoluzione tendenziale. Ciò significa che, a meno di interventi redistributivi, la parte preponderante dei costi del cambiamento del sistema, e la responsabilità delle decisioni di investimento, ricade sugli utenti finali, dunque su un numero enorme di soggetti (famiglie e imprese). Si verifica inoltre una sorta di *redistribuzione* del reddito, dai produttori e consumatori di energia verso i produttori di tecnologie di uso finale, con effetti positivi sul sistema economico in termini di occupazione e di crescita se quest'ultimo è in grado di attivare un'offerta in grado di corrispondere all'aumento della domanda, sviluppando ad esempio nuove filiere industriali.

### *Evoluzione dei costi nel tempo*

Un elemento significativo dell'analisi di scenario, ben evidenziato dalla figura 6.30, riguarda l'andamento temporale della variazione del *costo totale del sistema energetico* (rispetto allo scenario *di riferimento*) nel corso dell'orizzonte temporale.

Concentrando l'attenzione sui due scenari "di accelerazione tecnologica" in grado di determinare un'evoluzione del sistema in linea con gli obiettivi di riduzione delle emissioni, tanto di medio quanto di lungo periodo, la figura 6.30 mostra come ad essi corrisponda, nella prima parte dell'orizzonte temporale, un costo addizionale del sistema energetico, che risulta nel 2020 simile all'impatto stimato dalla Commissione Europea sull'insieme dei paesi UE.

Figura 6.30 - Costo totale del sistema energetico e riduzione delle emissioni in due scenari di accelerazione tecnologica ACT+ e BLUE)



Fonte: elaborazione ENEA

L'altro dato significativo emerge dai risultati di lungo periodo:

- dopo aver raggiunto un picco alla metà del decennio 2020-2030, il costo aggiuntivo dell'accelerazione tecnologica si riduce progressivamente, fino a divenire perfino negativo nello scenario ACT+, in quanto i maggiori investimenti effettuati determinano riduzioni dei consumi energetici e quindi del costo dell'energia (delle spese per l'import di energia in primis), fino a compensare le maggiori spese legate agli investimenti aggiuntivi in nuove tecnologie.
- in termini di impatto sulle emissioni di CO<sub>2</sub>, la differenza tra lo scenario ACT+ e lo scenario BLUE, si riduce progressivamente, fino a divenire marginale rispetto alla riduzione totale.

Un fattore che influenza pesantemente i costi di mitigazione è dunque il fattore tempo: l'adozione di un orizzonte temporale di lungo periodo agevola l'adozione di soluzioni ottimali in termini di costo. Nel caso dello scenario ACT+ questo costo aggiuntivo risulta nel 2020 simile all'impatto stimato per l'Italia dal modello PRIMES nell'ipotesi considerata "auspicabile" dalla Commissione UE (scenario "NSAT-CDM corretto", vedi box 6.4 nelle pagine precedenti), e nel lungo periodo tende ad annullarsi. Nel caso dello scenario BLUE tale costo raggiunge invece valori significativamente superiori, non solo nel 2020 ma per tutto l'orizzonte temporale.

### 6.8.2 Impatto sull'intero sistema economico

La simulazione dell'impatto economico complessivo delle misure di politica energetica e ambientale richiede di "trasferire" all'intero sistema economico l'impatto delle misure sul costo totale del sistema energetico. Il modello utilizzato dall'ENEA per l'elaborazione delle analisi di scenario (modello Markal-Italia), per quanto sia un modello di equilibrio del sistema energetico di natura *bottom-up*, può tuttavia essere utilizzato in diverse versioni che ne allargano i limiti anche oltre il solo settore energetico, fino a permettere una rappresentazione pur semplificata dell'interazione tra settore energetico e resto dell'economia. Esso permette quindi di ricavare, oltre alle stime dei "costi diretti del sistema energetico" viste nei paragrafi precedenti, stime di costo che corrispondono ai "costi economici complessivi" degli interventi, espresso in termini di variazioni del PIL.

Nello specifico, ciò è reso possibile dall'unione, in un unico modello, del modello di equilibrio parziale del sistema energetico (modello Markal) con un semplice modello di equilibrio generale (modello Macro), cosicché diviene appunto possibile "trasferire" all'intero sistema economico

l'impatto delle misure di politica energetica e ambientale sul costo totale del sistema energetico. Il "riaggiustamento" del sistema economico simulato dal modello di equilibrio generale produce dunque una stima del costo economico complessivo di un insieme di misure di politica energetica e ambientale, beneficiando al contempo del ricco dettaglio tecnologico della componente *bottom-up* del modello.

La stima di questi costi complessivi, relativi allo stesso scenario ACT+ di cui si è descritto l'impatto sui costi del sistema energetico, è stata dunque ottenuta mediante l'estensione del modello Markal-Italia ad un modello di equilibrio generale (Markal-Macro-Italia).

Concentrando l'attenzione sul 2020, a fronte di un aumento dei costi del sistema energetico pari allo 0,39% del PIL, l'impatto economico complessivo consiste in una riduzione del PIL del 2020 pari allo 0,28%: nello scenario ACT+ il PIL del 2020 è infatti inferiore di circa 5,5 miliardi di € rispetto al PIL dello scenario di riferimento.

Estendendo l'orizzonte temporale, anche nel lungo periodo la riduzione del PIL resta su valori piuttosto contenuti, in quanto il PIL del 2040 risulterebbe maggiore del PIL 2005 del 74%, rispetto all'incremento del 76% che si registra nello scenario di riferimento.

### Box 6.11 - Costi macro-economici globali secondo il IV rapporto IPCC

Il già citato IV Rapporto di Valutazione dell'IPCC contiene anche la più recente e significativa valutazione dei costi macro-economici delle strategie necessarie al raggiungimento dell'obiettivo della stabilizzazione del clima globale. Questi costi (globali e regionali, che possono variare molto dalle medie globali) dipendono dai livelli di stabilizzazione, dagli scenari di *baseline* utilizzati per la valutazione, dal portafoglio di tecnologie considerate, così come dal tasso di cambiamento tecnologico. Un approccio multi-gas e l'inserimento dei *sink* di carbonio generalmente riducono i costi in maniera sostanziale rispetto al solo abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub>. A seconda dei sistemi di tassazione esistenti e le modalità di spesa delle entrate, gli studi modellistici indicano che i costi possono essere sostanzialmente più bassi, assumendo che le entrate derivanti dalle tasse sul carbonio o dallo scambio dei permessi di emissione (*emission trading system*) siano usati per promuovere tecnologie a basso contenuto di carbonio, o per riformare il sistema di tassazione esistente. Gli studi che assumono la possibilità che le politiche sui cambiamenti climatici inducano miglioramenti tecnologici indicano anche costi più bassi, sebbene ciò possa richiedere investimenti iniziali maggiori. La maggior parte dei modelli mostra perdite del PIL, ma alcuni di essi mostrano invece la possibilità di un suo incremento, perché assumono che le *baseline* siano non-ottimali e che le politiche di mitigazione possano migliorare l'efficienza dei mercati (rimuovendo casi di risorse non utilizzate, tassazioni distorte e/o assistenza finanziaria da parte dei governi, sussidi) oppure possano indurre maggiori cambiamenti tecnologici.

**Tabella SPM.4:** Costi globali macro-economici stimati per il 2030<sup>a)</sup> per traiettorie a costo minimo verso differenti livelli di stabilizzazione nel lungo termine.<sup>b),c)</sup>

Livelli di stabilizzazione (ppm CO <sub>2</sub> -eq)	Mediana della riduzione del PIL <sup>d)</sup> (%)	Intervallo della riduzione del PIL <sup>d), e)</sup> (%)	Riduzione dei tassi di crescita media annuale del PIL <sup>d), f)</sup> (punti percentuali)
590-710	0.2	-0.6 – 1.2	< 0.06
535-590	0.6	0.2 – 2.5	< 0.1
445-535 <sup>g)</sup>	Non disponibile	< 3	< 0.12

Note:

- a) Per un dato livello di stabilizzazione, nella maggior parte dei modelli la riduzione del PIL aumenterebbe dopo il 2030. I costi nel lungo termine sono più incerti. [Figura 3.25]  
 b) I risultati si basano su studi che usano diverse *baseline*.  
 c) Gli studi considerano diversi orizzonti temporali in cui la stabilizzazione è raggiunta; generalmente la stabilizzazione è prevista nel 2100 o dopo.  
 d) Questo è il PIL globale basato sui tassi di scambio del mercato.  
 e) Sono mostrati la mediana e l'intervallo del decimo e novantesimo percentile dei dati analizzati.  
 f) Il calcolo della riduzione del tasso di crescita annuale si basa sulla riduzione media nel periodo fino al 2030 che porterebbe alla diminuzione di PIL nel 2030 indicata.  
 g) Gli studi che descrivono i risultati sul PIL sono relativamente pochi e usano generalmente *baseline* basse.

Nel 2030 la stima dei costi macro-economici per la mitigazione multi-gas, consistenti con le traiettorie delle emissioni verso la stabilizzazione fra 445 e 710 ppm di CO<sub>2</sub>-eq, è compreso fra una diminuzione del 3% del PIL globale (rispetto alla *baseline*) e un suo incremento fino all'1,2%.

Nel 2050 la media globale dei costi macro-economici per la mitigazione multi-gas verso una stabilizzazione tra 710 e 445 ppm CO<sub>2</sub>-eq è compresa fra un 1% di guadagno e un 5,5% di diminuzione del PIL globale.

**Tabella SPM.6:** Stime dei costi macro-economici globali nel 2050 rispetto alla *baseline* per le traiettorie a minor costo verso differenti obiettivi di stabilizzazione<sup>a)</sup> nel lungo termine. [3.3, 13.3]

Livelli di stabilizzazione (ppm CO <sub>2</sub> -eq)	Mediana della riduzione del PIL globale <sup>b)</sup> (%)	Intervallo di riduzione del PIL globale <sup>b), c)</sup> (%)	Riduzione dei tassi di crescita medi annuali del PIL globale <sup>b), d)</sup> (punti percentuali)
590 - 710	0.5	-1 - 2	< 0.05
535 - 590	1.3	Leggermente negativo - 4	< 0.1
445 - 535 <sup>e)</sup>	Non Disponibile	< 5.5	< 0.12

Note:

- a) In base a tutta la letteratura disponibile su tutte le *baseline* e tutti gli scenari di mitigazione che forniscono dati di PIL.  
 b) PIL globale basato sui tassi di scambio del mercato.  
 c) Viene fornita la mediana e l'intervallo del 10° e 90° percentile dei dati analizzati.  
 d) Il calcolo della riduzione del tasso di crescita annuale è basato sulla riduzione media durante il periodo fino al 2050 che darebbe luogo alla diminuzione del PIL indicata per il 2050.  
 e) Il numero di studi è relativamente basso ed essi generalmente usano *baseline* basse. Le *baseline* per le alte emissioni portano generalmente a costi più alti.

### **6.8.3 La proposta ENEA per un piano nazionale di intervento per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio pubblico<sup>71</sup>**

Si è visto come secondo gli scenari costruiti dall'ENEA per il conseguimento degli obiettivi comunitari di riduzione delle emissioni di gas serra al 2020, con gli interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia si realizza oltre il 45% delle riduzioni totali, oltre il 25% solo attraverso interventi nel settore residenziale e terziario. Dunque l'obiettivo efficienza, nel medio periodo, può dare un contributo alla mitigazione dei gas serra superiore a quello previsto con il ricorso alle tecnologie per l'uso delle fonti rinnovabili e dalle tecnologie di generazione a bassa emissione di carbonio. Queste considerazioni, che riguardano la priorità degli interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica, si sommano all'esigenza di valorizzare il contributo percentuale delle fonti rinnovabili conseguendo, a parità di servizi resi, una diminuzione della domanda totale di energia.

Una prima ulteriore estensione dell'analisi descritta fin qui, verso la valutazione dei possibili effetti macroeconomici degli interventi di "efficienza energetica", è stata condotta dall'ENEA integrando l'analisi tecnico-economica, compiuta con il ricorso a modelli energetici, con il ricorso a modelli macroeconomici di equilibrio generale, in particolare mediante l'utilizzo di una Matrice di Contabilità Sociale (SAM) italiana (box 6.12).

Questa prima analisi ha individuato nell'efficientamento del patrimonio edilizio della Pubblica Amministrazione un primo obiettivo di portata nazionale su cui puntare per rispondere all'esigenza di avviare concretamente una politica nazionale in campo energetico e, nel contempo, creare le condizioni per un forte rilancio di settori produttivi che hanno una forte incidenza sull'economia nazionale. I criteri di intervento e i meccanismi che dovranno rendere possibile la realizzazione di questo piano sono oggetto di un approfondimento che vede l'ENEA impegnato con altri soggetti delle istituzioni e dei settori della produzione, dei servizi e della finanza.

Lo studio, eseguito su un campione costituito da edifici direzionali pubblici e scuole, ha consentito di identificare in prima approssimazione tipologie e tecnologie di intervento e di quantificare, in relazione a questi, costi e ricadute dirette e indirette sul sistema economico nazionale. Esso mostra come mettere in atto un piano di interventi di riqualificazione energetica di edifici pubblici (in questo caso direzionali e scuole) con l'obiettivo di raggiungere gli standard di legge, e come da questo piano possano derivare, oltre a una rilevante riduzione della bolletta energetica, effetti economici importanti sia nella fase di cantiere degli interventi che nella fase a regime in termini di crescita della produzione attivata, di creazione di valore aggiunto, di occupazione, di incremento complessivo del PIL.

*Il campione dello studio: identificazione degli interventi, costi e benefici energetici*

I dati del patrimonio pubblico presi come riferimento sono quelli, elaborati dal CRESME per conto dell'ENEA, sulla consistenza del parco immobiliare - relativo ad edilizia scolastica e uffici direzionali della Pubblica Amministrazione - e sulla sua distribuzione sul territorio nazionale. Nel complesso le unità immobiliari censite dal CRESME sono 43.200 scuole e 13.580 uffici, corrispondenti al 57% del totale delle unità immobiliari pubbliche. Di tali edifici, rappresentati per ciascuna destinazione d'uso da un set di 6 diversi edifici tipo, differenziati per localizzazione climatica (Nord, Centro, Sud) e per caratteristiche energetiche (edifici costruiti ante 373/76 e post 373/76), è stato quindi calcolato il fabbisogno energetico nella situazione attuale e quello conseguibile a seguito di un intervento di efficientamento energetico tendente a conseguire gli standard previsti dai DLgs 192/05 e 311/06 valutando la conseguente riduzione dei costi energetici.

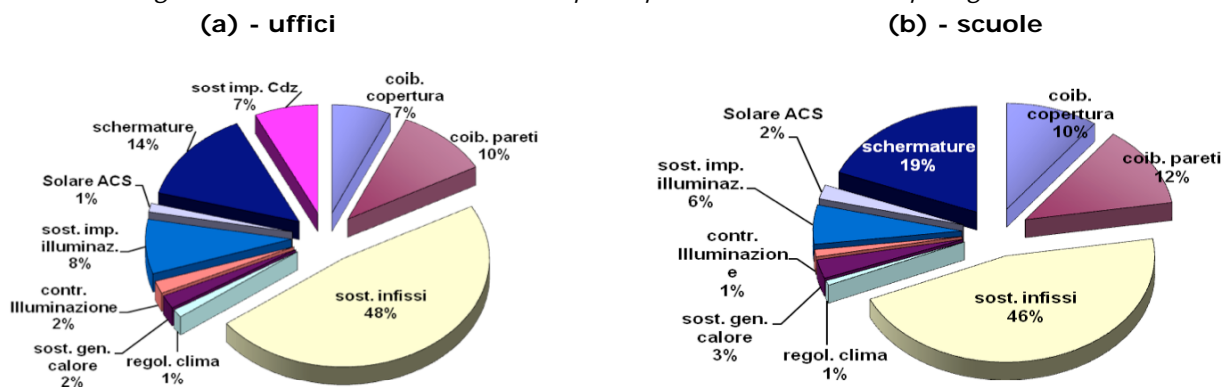
---

<sup>71</sup> Contributo di M. Citterio, G. Fasano, C. Manna, C. Notaro, ENEA.

Il fabbisogno energetico, relativo ai servizi di riscaldamento, illuminazione e condizionamento del campione dello studio è stato calcolato in 14,5 milioni di MWh termici e 6 milioni di MWh elettrici, con un relativo costo energetico in bolletta stimato in circa 1,8 miliardi di euro.

Rispetto al parco immobiliare censito dal CRESME lo studio preliminare dell'ENEA prende in esame un campione costituito tra scuole e uffici, da circa 15.000 unità immobiliari - corrispondenti al 35% circa degli edifici delle due tipologie considerate - selezionati tra quelli con le maggiori potenzialità di risparmio e tra quelli che necessitano comunque di interventi di tipo strutturale. In relazione a questo campione sono stati ipotizzati gli interventi di efficientamento, selezionati per le diverse destinazioni d'uso tra quelli effettivamente applicabili, realizzabili con un impatto contenuto e compatibili con una continuità d'uso degli edifici stessi. Tali interventi riguardano l'involucro edilizio (isolamento pareti e sostituzione infissi, installazione di elementi schermanti), gli impianti di produzione di calore e di condizionamento (sostituzione con impianti di ultima generazione), il ricorso a fonti rinnovabili (attraverso dispositivi sia attivi che passivi), dispositivi per una gestione efficiente dei servizi di climatizzazione e illuminazione modulabili in funzione della domanda. Il costo complessivo di tali interventi è stato stimato in 8,2 miliardi di euro (in figura 6.31 la distribuzione dei costi per tipologia di intervento).

Figura 6.31 - Incidenza dei costi per tipo di intervento e tipologia edilizia

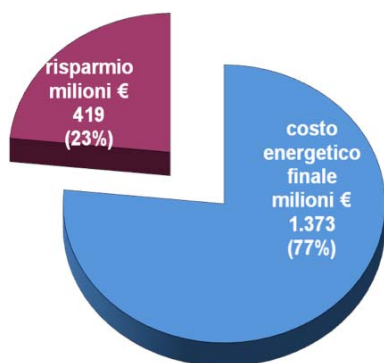


Fonte: elaborazione ENEA

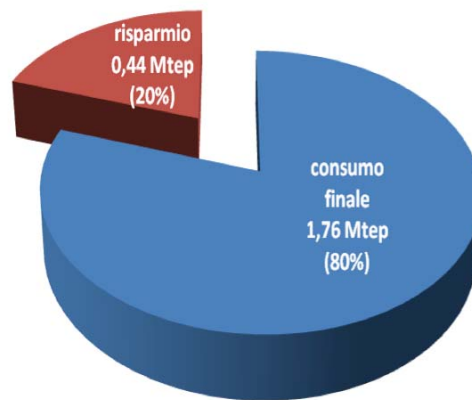
Tali interventi, realizzati come di è detto su un campione di edifici corrispondente al 35% del parco immobiliare CRESME (scuole e uffici), determinano una riduzione del fabbisogno energetico dell'insieme degli edifici censiti pari al 18% in termini di energia termica e al 23% in termini di energia elettrica; complessivamente del 20% in termini di energia primaria. Di conseguenza il costo complessivo della bolletta energetica annua per i servizi di climatizzazione e illuminazione si riduce, per il totale degli edifici, da 1,79 miliardi a 1,37 miliardi di €, determinando quindi un risparmio di 419 milioni di €/anno pari al 23% della bolletta attuale.

Figura 6.32 - Costi energetici e riduzione delle emissioni prima e dopo l'intervento

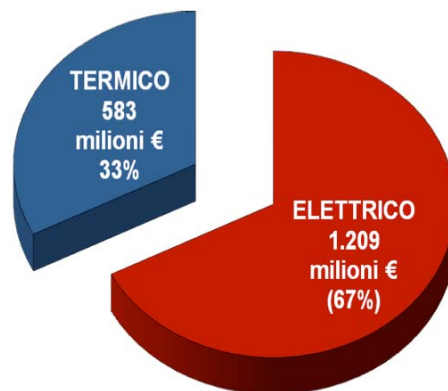
Costi energetici e risparmio conseguito (Milioni €)



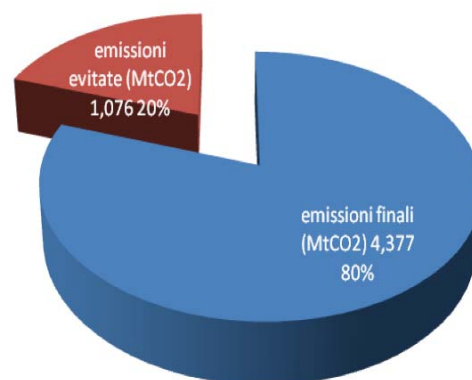
Risparmio energia primaria (Mtep)



Costi energetici attuali (Milioni €)



Emissioni di CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>)



Fonte: elaborazione ENEA

#### *Le ricadute dell'intervento sul sistema economico*

La valutazione dell'impatto economico degli interventi di riqualificazione è stata effettuata attraverso una Matrice di Contabilità Sociale (SAM) italiana, elaborata su dati 2006. Essa

consente di esaminare quantitativamente i rapporti di scambio e di interdipendenza che si stabiliscono tra tutti gli agenti di un sistema economico, quindi di valutare come determinati cambiamenti all'interno di un settore possano incidere su alcune importanti variabili economiche, quali la produzione, l'occupazione e il valore aggiunto.

Il percorso di lavoro per la determinazione degli effetti richiede un primo passo in cui si procede alla stima della composizione del portafoglio di investimenti considerato. Nel caso degli interventi di riqualificazione qui considerati, sono stati individuati per ciascun comparto residenziale i settori produttivi, ossia i settori che si stima possano generare spese dirette nella fase di realizzazione degli interventi. Successivamente, il costo degli interventi viene attribuito ai diversi settori produttori stimando la composizione del vettore di spesa<sup>72</sup>. Il vettore così determinato è stato, infine, introdotto come *shock* esogeno nel modello dando luogo alla simulazione degli effetti di risposta del sistema economico.

Considerando gli effetti dell'intervento sulle principali variabili macroeconomiche nella fase di realizzazione dello stesso, con un livello di spiazzamento del 50%<sup>73</sup>, i risultati della simulazione indicano una positiva *performance*. Infatti, a fronte di una spesa di 8,2 miliardi di €, ci si può attendere una crescita della produzione attivata di 19 miliardi di €, la creazione di valore aggiunto per 14 miliardi di € ed un incremento complessivo del PIL nell'ordine di 0,6 punti percentuali in un anno. I maggiori consumi e la crescita della produzione sarebbero inoltre in grado di attivare un incremento della domanda di lavoro di 147.834 unità.

A regime l'intervento porterà alla creazione di ulteriori effetti indotti in diversi comparti dell'economia. Questi possono essere stimati ancora una volta attraverso la costruzione di un vettore di spesa che tiene conto del valore attuale dei costi e dei benefici creati in fase di funzionamento degli edifici.

I benefici creati dall'intervento sono riconducibili principalmente al risparmio nel consumo energetico. Questi sono stati stimati pari a 337 milioni di € per le scuole e a 91 milioni di € per gli uffici, per un totale di 428 milioni di € per anno. Considerando una durata di 20 anni ed un tasso di sconto del 6%, il valore atteso dei benefici attesi complessivi, in termini di risparmio energetico, è pari a 4,6 miliardi di €. Non sono stati quantificati ulteriori benefici, come il miglioramento della produttività del lavoro, il miglioramento della qualità ambientale del posto di lavoro, la maggiore sicurezza degli edifici, perché di difficile quantificazione.

Per quanto riguarda i costi di gestione, a parte il risparmio energetico, supponiamo che essi siano gli stessi nella situazione con il progetto e in quella controfattuale. Tenuto conto di queste ipotesi, l'analisi finanziaria dell'intervento porta a risultati negativi (con un VAN pari a -3,4 miliardi di €), poiché il beneficio creato dall'intervento non riesce a coprire il costo iniziale dell'investimento e i costi di gestione del progetto<sup>74</sup>.

Consideriamo adesso il problema della stima degli effetti indiretti del risparmio energetico. Anzitutto il risparmio energetico provocherà una diminuzione delle importazioni di fattori energetici primari, questo porterà ad un'espansione delle esportazioni nette e un effetto reddito sugli altri settori economici (compreso probabilmente quello energetico), che a sua volta determinerà un effetto finale sulla bilancia dei pagamenti. Per simulare l'effetto indotto sui settori economici abbiamo assunto che il risparmio energetico si traduca in una diminuzione delle importazioni di energia primaria del settore energetico e quindi imputato tale risparmio, come *shock*, al settore stesso.

A fronte di un aumento delle esportazioni nette di 4,6 miliardi di euro, l'impatto nei settori produttivi ammonta a 23 miliardi di €, e un valore aggiunto pari a 17 miliardi di €.

---

<sup>72</sup> I vettori di spesa esprimono le relazioni, in termini monetari, dei diversi settori di attività della matrice.

<sup>73</sup> Tale ipotesi equivale ad assumere che, in assenza di questo intervento, il sistema economico sarebbe stato capace di investire risorse endogene pari al 50% delle risorse dell'intervento. Lo spiazzamento rappresenta l'ammontare di risorse che sarebbe stato impiegato in usi alternativi in assenza del progetto. In una situazione di sotto occupazione dei fattori produttivi, qual è quella di una recessione, tale grado tende a zero. L'ipotesi di spiazzamento pari al 50% è quindi un'ipotesi prudente nella situazione attuale.

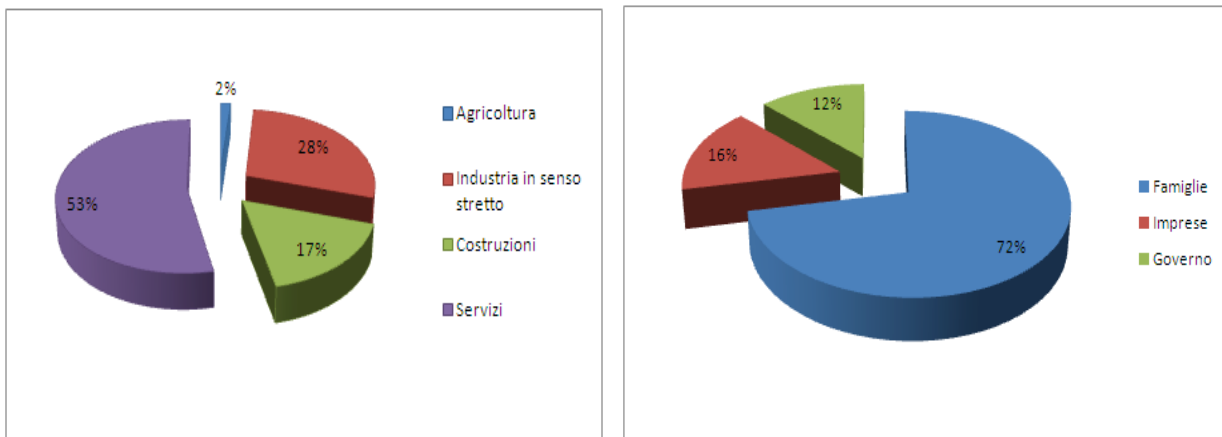
<sup>74</sup> L'analisi finanziaria è stata effettuata considerando una durata progettuale di 20 anni con un tasso di sconto prudenziale pari al 5%.



L'impatto complessivo dell'intervento è dunque pari al valore attuale netto dell'intervento (pari a -3,4 miliardi di €) più il valore netto dagli effetti moltiplicativi dell'intervento nel periodo di cantiere (pari a 14,3 miliardi di €), più il valore attuale netto degli effetti moltiplicativi dell'intervento nel periodo di regime (pari a 17 miliardi di €), con un effetto netto dunque pari a 27,9 miliardi di €.

La figura 6.33 mostra l'insieme degli impatti attesi dall'intervento sui principali aggregati istituzionali e produttivi.

*Figura 6.33 - Effetti di distribuzione di reddito tra i settori produttivi e istituzionali (%) nella fase di cantiere*



Fonte: elaborazione ENEA

### **BOX 6.12 - La metodologia di analisi – La matrice di contabilità sociale**

La matrice di contabilità sociale (SAM, dall'inglese *Social Accounting Matrix*) è una matrice a doppia entrata che registra i flussi che intercorrono tra gli operatori di un sistema economico. Essa consente di esaminare quantitativamente i rapporti di scambio e di interdipendenza che si stabiliscono tra tutti gli agenti di un sistema economico. Tale matrice, la cui introduzione nella modellistica economica è dovuta a Stone (1978), generalizza la matrice input-output introducendo, in aggiunta alle transazioni tra settori e settori e tra settori e fattori, gli scambi con e tra le istituzioni: famiglie, imprese, governo, formazione del capitale e resto del mondo.

La SAM consente di esaminare quantitativamente i rapporti di scambio e di interdipendenza che si stabiliscono tra tutti gli agenti di un sistema economico, quindi di valutare come determinati cambiamenti all'interno di un settore possano incidere su alcune importanti variabili economiche, quali la produzione e l'occupazione, sia nel periodo di cantiere, sia nel periodo a regime.

Nel periodo di cantiere un progetto di investimento comporta l'acquisto di beni capitali (per beni capitali si intendono fabbricati, macchine e impianti, la cui esistenza sopravvive al periodo di produzione) dai settori produttori, ossia i settori che si stima possano generare spese dirette nella fase di realizzazione degli interventi. I settori produttori sono quelli che, in definitiva, attivano, attraverso i legami a monte e a valle con la struttura produttiva, l'impatto macroeconomico del programma di interventi. L'acquisto di questi beni, in presenza di capacità produttiva inutilizzata, mette in moto una serie di effetti concatenati. La dinamica è innescata dall'effetto moltiplicativo dell'investimento effettuato nel settore prescelto. Infatti, se all'inizio l'effetto è esclusivamente nei settori coinvolti, susseguentemente (grazie agli incrementi di domanda dovuti al progetto) a loro volta essi si rivolgono ai loro fornitori per soddisfare le proprie esigenze produttive facendone crescere la domanda derivata; inoltre ciò crea una catena di spesa che fa crescere i redditi di tutti i settori e le istituzioni coinvolte, in particolare quelli delle famiglie, e finisce quindi per coinvolgere tutta l'economia, anche successivamente alla realizzazione dell'intervento.

Considerando prima di tutto il periodo di cantiere, per una valutazione prudente e completa di un programma di interventi l'impatto che ne deriva deve sempre essere paragonato ad uno scenario alternativo o controfattuale. Lo scenario più semplice da considerare come controfattuale è rappresentato dal vettore di investimenti storici (dalla proporzione degli investimenti contenuti nella SAM per ciascun settore). La misura in cui le proporzioni storiche dell'investimento possono essere applicate all'ammontare del progetto esaminato dipende tuttavia dal cosiddetto grado di spiazzamento, ossia dalla *addizionalità* delle risorse immesse nel sistema e dalla cosiddetta *fungibilità* delle risorse stesse nei confronti degli investimenti finanziati. La percentuale di spiazzamento modifica l'ammontare dell'alternativa di investimento con cui confrontare l'investimento simulato, e l'impatto netto è dato dalla differenza tra l'impatto dell'investimento simulato e l'impatto dell'investimento storico ipotizzato.

La valutazione dell'impatto economico di un progetto nel periodo di regime non può prescindere dalla analisi finanziaria del progetto stesso per almeno due motivi. Prima di tutto dall'analisi finanziaria si riesce a ricavare il vettore di spesa dei costi di gestione, che costituisce l'elemento fondamentale per stimare gli effetti indiretti di un investimento. Inoltre dall'analisi finanziaria è possibile stimare l'ammontare dello scenario controfattuale da paragonare all'intervento realizzato.

Dall'analisi finanziaria emergono i dati di spesa di gestione del progetto. I valori annuali di tali costi devono essere ricondotti dalle voci di spesa dell'analisi ai settori produttori ATECO presenti nella matrice input output o di contabilità sociale. Così si costruisce per ogni anno di attività del progetto il vettore di spesa relativo ai costi di gestione: sarà questo il vettore che andrà inserito come *shock* esogeno nella matrice. Per poter inserire il vettore di spesa di regime nella matrice, questa stessa deve essere diversa dal caso di valutazione di impatto del periodo di cantiere.

La differenza sta nella scelta dei settori esogeni. Nel caso della valutazione del periodo di cantiere il settore esogeno è quello della formazione del capitale, perché è in tale settore che vengono registrati tutti gli investimenti nei settori produttori. Nel caso della valutazione di impatto del periodo di regime, invece, il settore da rendere esogeno è quello relativo all'investimento realizzato. In sostanza considerare esogeno il settore di intervento del progetto equivale a immettere uno *shock* in tale vettore non secondo i dati registrati in contabilità (quelli riportati lungo la colonna della matrice), ma prendendo in considerazione le voci di costo dell'analisi finanziaria del progetto.

Il secondo problema nella stima dell'impatto del periodo di regime riguarda la stima dello scenario controfattuale. Allo stesso modo nel periodo di regime il controfattuale rappresenta un'ipotesi di spesa alternativa nel caso in cui l'analisi finanziaria presenti un VAN positivo e una spesa alternativa maggiorata dell'importo del VAN negativo nel caso di una analisi finanziaria minore di zero (Scandizzo, 2008).