ENEA

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

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE

ANALISI E SCENARI 2009

Novembre 2010

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE

ANALISI E SCENARI 2009

2010 ENEA
Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile
Lungotevere Thaon di Revel, 76
00196 Roma

ISBN 978-88-8286-233-6

Il Rapporto è stato realizzato dall'Ufficio Studi ENEA

Responsabile del coordinamento scientifico: Carlo Manna

Responsabile del coordinamento redazionale: Andrea Fidanza

Hanno collaborato: O. Amerighi, B. Baldissara, G. Bezhuashvili (borsista ICTP), U. Ciorba, G. Coletta, A. Colosimo, R. del Ciello, B. Felici, A. Fidanza, A. Forni, M. Gaeta, L.G. Giuffrida, F. Gracceva, C. Martini, C. Notaro, I. Olivetti, D. Palma, M. Rao, M.C. Tommasino, A. Zamagni[1].

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

Prefazione

In un recente documento la Commissione Europea definisce la strategia necessaria per conseguire l'obiettivo di un'energia competitiva, sostenibile e sicura per i Paesi dell'Unione. Il documento individua le priorità di intervento per l'Europa nei prossimi dieci anni: la costituzione di un sistema energetico più efficiente, un mercato integrato a prezzi competitivi e forniture sicure, il consolidamento della leadership tecnologica e l'avvio di negoziati con i partner internazionali.

D'altra parte l'Agenzia Internazionale dell'Energia, nel suo ultimo rapporto sulle prospettive delle tecnologie energetiche al 2050, sottolinea con enfasi come quella "rivoluzione" auspicata da tempo per rispondere alle problematiche dei cambiamenti climatici sia un processo in atto e che un futuro a basse emissioni di anidride carbonica sia anche una soluzione efficace per accrescere il livello di sicurezza energetica e sostenere lo sviluppo economico.

La crescita dell'efficienza energetica dell'area OCSE; l'aumento degli investimenti pubblici in R&S nelle tecnologie a basso contenuto di carbonio; la comparsa nei listini di importanti compagnie automobilistiche di veicoli ibridi ed elettrici; la ripresa degli investimenti nel settore nucleare sono segnali di un processo ormai avviato, sostenuto – in controtendenza rispetto alle negative previsioni collegate allo svolgersi della crisi economica internazionale – dal buon andamento fatto segnare dagli investimenti nelle tecnologie *low-carbon* che nel 2009 hanno costituito oltre il 60% della nuova capacità di generazione elettrica in Europa.

La strada da compiere verso la costruzione di un sistema energetico più sostenibile è tuttavia ancora molto lunga. Un recente studio realizzato per la Commissione Europea da autorevoli istituti di ricerca mostra infatti che, per conseguire gli impegni assunti all'orizzonte del 2020, sarebbe necessario triplicare i risultati finora conseguiti attraverso le politiche e misure finora adottate.

All'interno di questo quadro l'Italia manifesta difficoltà nella tenuta competitiva della propria base industriale proprio nei nuovi settori delle tecnologie *low-carbon*. Gli investimenti italiani in questi settori, infatti, nonostante mostrino negli ultimi anni un apprezzabile tasso di crescita, persino superiore a quello degli Stati Uniti, secondo Paese in termini di investimenti totali dopo la Cina, risultano sbilanciati a favore di progetti per la generazione di energia e presentano, invece, quote praticamente nulle destinate all'innovazione tecnologica. Si rende quindi necessario individuare politiche e strumenti in grado di attivare un vero e proprio processo di "accelerazione tecnologica" del nostro sistema energetico.

Al conseguimento di questo obiettivo concorrono le analisi di scenario condotte dall'ENEA al fine di identificare quelle traiettorie di sviluppo di lungo termine in grado di realizzare scenari che rispondano insieme agli obiettivi di sicurezza energetica, sostenibilità ambientale e competitività economica. Su queste tematiche le nuove funzioni di Agenzia, che si aggiungono a quelle tipiche di un ente di ricerca, amplificano le capacità specifiche di intervento che l'ENEA è in grado di esplicare sia verso il decisore pubblico che verso il sistema della produzione e dei servizi.

Il Rapporto Energia e Ambiente – *Analisi e Scenari* – dell'ENEA, giunto alla sua 11ª edizione presenta in maniera sintetica il quadro delle dinamiche in atto nel contesto del sistema energetico nazionale e internazionale, mettendo in luce allo stesso tempo i percorsi tecnologici di medio e lungo periodo che consentirebbero a livello Paese di dirigersi verso uno sviluppo di tipo sostenibile e di avviare un processo di rilancio dell'industria italiana nei diversi settori *low-carbon*.

Giovanni Lelli

Commissario ENEA

SOMMARIO

1 IL SISTEMA ENERGETICO INTERNAZIONALE 7

1.1 Analisi della domanda di energia primaria 8

1.1.1 Prezzi delle principali fonti energetiche fossili 10

1.2 La sicurezza energetica 11

BOX 1.1 I rischi energetici 13

1.2.1 La strategia europea per la sicurezza energetica 14

1.3 Scenari di evoluzione della domanda di energia 16

1.3.1 Mondo 16

1.3.2 Europa 21

1.4 Le misure nazionali di riduzione delle emissioni e il rischio di carbon leakage 23

Box 1.2 Ipotesi di carbon tax 25

1.4.1 Simulazioni con il modello GTAP-E 25

Box 1.3 Il modello GTAP 25

2 CAMBIAMENTO CLIMATICO: IL DIBATTITO SCIENTIFICO E LE POLITICHE DI INTERVENTO DOPO COPENHAGEN 33

2.1 Cambiamenti climatici: le ultime evidenze scientifiche 33

2.2 La Conferenza di Copenhagen : posizioni emerse e risultati 34

2.3 La ripresa dei negoziati: verso la COP 16 di Cancun 36

2.4 Obiettivi di Copenhagen : le stime di fattibilità. 40

2.5 Il mercato dei diritti di emissione: andamento recente, problematiche, modifiche e prospettive .. 43

BOX 2.1 : Le emissioni dell'Unione Europea: le ultime rilevazioni dall'Inventario Annuale 46

Box 2.2: La strategia degli Stati Uniti 47

3 IL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO: SITUAZIONE E TREND IN ATTO 49

3.1 Domanda e offerta di energia 49

3.2 Dipendenza energetica e fattura energetica: aspetti strutturali delle importazioni di energia 52

Box 3.1 – Tendenze nel 2010 52

3.3 L'intensità energetica del comparto manifatturiero 55

3.4 Il quadro nazionale per le fonti energetiche rinnovabili 57

3.5 Energia elettrica 59

Box 3.2 - Meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili 60

3.5.1 Infrastrutture del sistema elettrico, verso nuovi modelli di generazione e concetti di rete 62

3.6 Gas naturale 63

Box 3.3: Consumo finale di gas 64

3.6.1 Infrastrutture per il trasporto di gas naturale 65

Box 3.4: Il caso antitrust Eni 65

3.6.2 Tariffe 67

4 SCENARI DI SVILUPPO DEL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE 71

BOX 4.1: Scenari e modelli. Il Times-Italia 71

4.1 Gli scenari ENEA 72

4.2 Il contributo dell' efficienza energetica alla riduzione dei consumi 76

4.2.1 Le tecnologie di efficienza energetica nei settori di uso finale 76

4.3 L'evoluzione del settore elettrico verso un futuro *Low Carbon* 81

4.4 Gli effetti degli scenari di intervento sulle fonti primarie 83

4.5 Emissioni di CO_2 84

4.6 Il raggiungimento degli obiettivi comunitari 87

4.7 Le tecnologie chiave per la riduzione delle emissioni 89

4.7.1 Gli effetti dell'introduzione del nucleare 89

4.7.2 Il futuro delle fonti fossili e il ruolo della CCS 90

4.7.3 Il ruolo delle tecnologie da fonte rinnovabile 91

4.8 Effetti economici dell' "accelerazione tecnologica" 93

4.8.1 La valutazione dei costi del sistema energetico 93

4.8.2 La stima di impatto economico attraverso la Matrice di Contabilità Sociale 94

5 L'ITALIA E LA GREEN ECONOMY: RUOLO E PROSPETTIVE 99

5.1 L'uscita dalla crisi e le opportunità delle *renewable energy technologies* 99

5.2 I mercati internazionali e l'ascesa delle economie emergenti 102

5.3 L'innovazione in Europa alla prova della nuova sfida tecnologica 107

5.4 L'Italia, la ripresa e i nodi della competitività 113

5.5 L'intervento pubblico per il cambiamento tecnologico 115

6 POLITICHE ENERGETICHE E SVILUPPO DEL TERRITORIO 117

6.1 Sviluppo sostenibile e nuovi indicatori per la sostenibilità 117

6.1.1 La valutazione ambientale delle politiche comunitarie di sviluppo regionale 118

6.1.2 La valutazione delle ricadute sociali di un prodotto lungo il suo ciclo di vita 120

6.2 Contesto territoriale locale e sistema energetico 121

6.2.1 Sviluppo del mercato e di una filiera industriale nel solare fotovoltaico: Italia e Germania a confronto 124

6.3 Formazione e sistema energetico 126

6.4 Occupazione e sistema energetico: le prospettive di sviluppo 130

1 IL SISTEMA ENERGETICO INTERNAZIONALE

Un panorama esaustivo del sistema energetico internazionale non può prescindere dall'esame di tre principali questioni, tra loro interrelate: l'impatto in termini di emissioni di gas serra da usi energetici, la sicurezza energetica per i Paesi importatori ed esportatori e la sostenibilità economica del soddisfacimento del fabbisogno energetico.

L'analisi dei dati storici e degli scenari tendenziali sviluppati dall'International Energy Agency e dall'Energy Information Administration mostra come il sistema energetico internazionale si stia muovendo su un sentiero di sviluppo non sostenibile e come sia quindi necessario prevedere degli interventi di *policy* che favoriscano lo sviluppo di una vasta gamma di tecnologie energetiche innovative.

L'IEA da tempo sottolinea come sia necessaria una rivoluzione energetica, basata sulla diffusione su scala mondiale di tecnologie a basso contenuto di carbonio. Questo processo – così come descritto dallo scenario di accelerazione tecnologica (BLUE Map) dell'Energy Technology Perspectives 2010 (ETP 2010) – dovrebbe inizialmente comportare elevati costi di investimento, ma nel lungo termine essi dovrebbero essere più che compensati dai benefici ottenuti, in termini di riduzione degli effetti sul clima, miglioramento del livello di sicurezza energetica e sostegno allo sviluppo economico.

Al fine di contenere il surriscaldamento globale medio tra i 2 °C e i 2,4 °C, il Comitato Inter-governativo delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico (IPCC) prospetta la necessità entro il 2050 di una riduzione delle emissioni globali di CO_2 di almeno il 50% rispetto ai livelli del 2000, valore suscettibile di variazioni a seconda dell'andamento cumulato delle emissioni e della loro concentrazione. In ogni caso, il sistema energetico internazionale non mostra segnali promettenti in questo senso. In particolare, il contributo di origine energetica alla crescita delle emissioni è dato da due tendenze: l'aumento della domanda di energia nelle economie basate sul carbone e delle centrali elettriche alimentate a carbone, in risposta alla crescita dei prezzi di petrolio e gas. Dal 2000 al 2007 il tasso di crescita annua delle emissioni è salito al 3% (ETP 2010), e per diminuire del 50% al 2050 le emissioni dovrebbero raggiungere il picco al 2020 e poi iniziare un declino: se questo non dovesse avvenire l'obiettivo del dimezzamento diventerebbe molto più costoso.

La questione del cambiamento climatico sarà analizzata in maggiore dettaglio nel Capitolo 2, con un particolare focus sull'esito delle negoziazioni di Copenhagen.

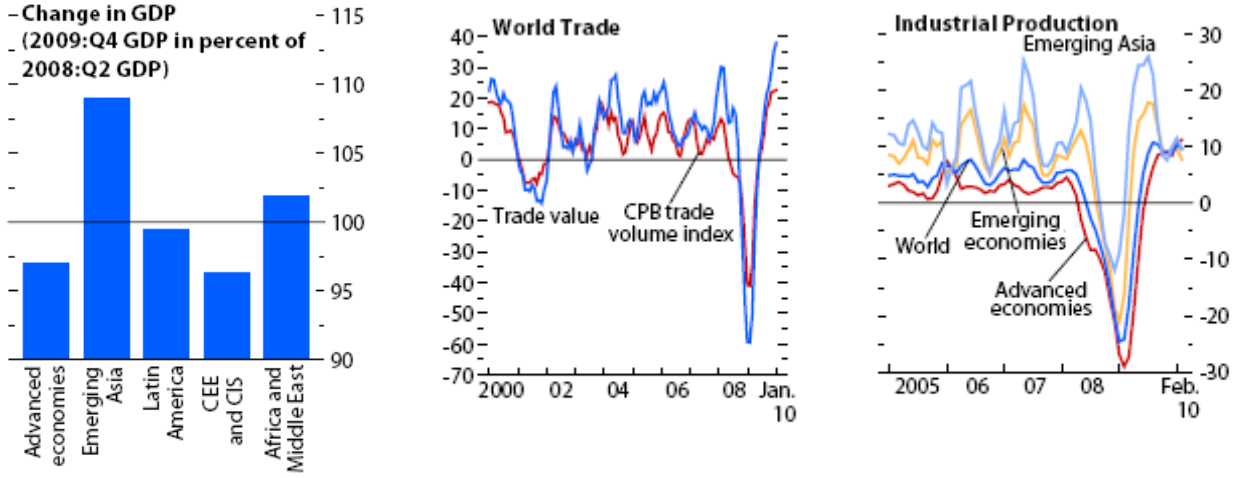
La crescente dipendenza dai combustibili fossili continuerebbe a sostenere non solo le emissioni di CO_2 ma anche i prezzi degli stessi combustibili. In particolare è previsto un aumento della domanda di carbone e, dato anche il lungo ciclo di vita delle centrali a carbone, il sistema energetico internazionale risulterebbe vincolato su uno sviluppo ad alta intensità di carbonio. Anche la domanda di gas e petrolio dovrebbe aumentare, e se i Paesi dell'Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) e la Russia non realizzeranno consistenti investimenti, i prezzi di petrolio e gas sono destinati ad avere un trend crescente.

La crescente dipendenza dai combustibili fossili contribuirà anche a rendere i Paesi importatori di petrolio e gas naturale sempre più dipendenti da importazioni di combustibili provenienti da un ristretto numero di Paesi, aumentando il livello di rischio energetico e la stabilità della crescita economica.

La crisi finanziaria del 2008/2009 ha rafforzato il timore che elevati prezzi dell'energia possano compromettere la crescita economica. Secondo il World Economic Outlook 2010 dell'International Monetary Fund (IMF), il PIL mondiale è diminuito in media dello 0,6% nel 2009, con un trend particolarmente negativo nelle economie avanzate (-3,2%) e un rallentamento del trend positivo delle economie emergenti (2,4%, a fronte di una crescita del 6,1% nel 2008). In particolare, dal 2008 al 2009 il PIL a prezzi costanti ha subito una diminuzione pari al 5,2% in Giappone, al 4,1% nella zona euro (4,9% in Gran Bretagna) e al 2,4% negli USA.

Nonostante il mondiale PIL mondiale abbia iniziato a mostrare segni di ripresa a partire dal secondo trimestre del 2009, il primo grafico nella Figura 1.1 mostra come il PIL nella maggioranza delle regioni rimanga ancora al di sotto dei livelli pre-crisi, ad eccezione delle economie emergenti e – in minor misura – di Africa e Medio Oriente.

Figura 1.1: Dati macroeconomici di sintesi relativi alle principali economie



Fonte: International Monetary Fund, World Economic Outlook 2010

Il secondo grafico offre un panorama del commercio internazionale, mostrando la rilevanza dell'impatto della crisi economica. Infine, il terzo grafico indica l'andamento della produzione industriale per diversi aggregati regionali, e spicca il ruolo nettamente preponderante dell'area asiatica nonostante la crisi. Entrambi i grafici mostrano come l'economia mondiale si stia riprendendo dagli effetti negativi della recessione.

Dal 1970, si è osservato un andamento parallelo della crescita della domanda di energia primaria e del PIL: secondo il World Energy Outlook 2009 (WEO 2009)[2] un incremento nel PIL mondiale di un punto percentuale è stato accompagnato in media da un incremento dello 0,7% della domanda di energia. L'elasticità della domanda di energia al PIL si è modificata negli anni, dopo un calo nel periodo 1970-1990 (da 0,8% a 0,5%), è aumentata nuovamente nel periodo 2000-2007 (0,7%), principalmente a causa della crescita nel settore manifatturiero cinese.

Appare importante sottolineare come diversi scenari tendenziali concordino nel rilevare una necessità di soddisfare una crescente domanda di energia, soprattutto nei Paesi non OCSE. In questi Paesi accelerare la diffusione di tecnologie a basso contento di carbonio rappresenta pertanto una sfida critica, principalmente per quelle economie interessate da una crescita più sostenuta e rapida come Cina e India.

1.1 Analisi della domanda di energia primaria

Secondo l'ultima edizione del WEO, per il primo anno dopo il 1981, il 2009 ha visto una diminuzione della domanda di energia primaria, causata dalla crisi economica, e i mercati energetici si sono modificati in maniera consistente. La crisi si è riflettuta in una riduzione della domanda di energia dai settori industriale e domestico, prezzi più bassi, e un rallentamento negli investimenti. Il WEO 2009 indica come la caduta della domanda di energia primaria sia stata particolarmente rilevante nei Paesi OCSE. Negli USA la domanda di energia primaria nei primi sei mesi del 2009 è stata del 6% minore rispetto all'anno precedente, con una diminuzione del consumo di petrolio dell'8%. Anche in Europa si è osservata una diminuzione nella prima metà del 2009.

Il petrolio è al primo posto come contributo al soddisfacimento della domanda di energia primaria mondiale, con una quota pari al 33% nel 2008 (Renewable Energy Information 2010). L'Oil Market Report indica che la domanda mondiale di petrolio è scesa del 3,3% e del 2,7% nei primi due trimestri del 2009 (rispetto all'anno precedente), per poi mostrare una diminuzione più lieve nel terzo trimestre (-0,6%) e una ripresa nell'ultimo trimestre (0,8%). Gli investimenti nel settore *upstream* per petrolio e gas sono stati tagliati del 19% rispetto al

[2] Il 9 novembre 2010 l'International Energy Agency ha pubblicato il World Energy Outlook 2010: i suoi contenuti saranno analizzati nella prossima edizione del Rapporto Analisi e Scenari dell'ENEA.

2008, una riduzione pari a 90 miliardi di dollari, e un analogo impatto può essere osservato per gli investimenti nel settore elettrico (World Energy Outlook 2009).

Il carbone è, dopo il petrolio, il combustibile più importante nella domanda di energia primaria mondiale, con una quota pari al 27% nel 2008. La quota dei Paesi OCSE nella domanda mondiale di carbone è diminuita in modo consistente dal 1980 al 2008, dal 54% al 34%. Nel 2009 le prime stime sugli investimenti nel settore del carbone indicano un forte calo rispetto ai livelli particolarmente elevati raggiunti nel 2007-2008 (World Energy Outlook 2009).

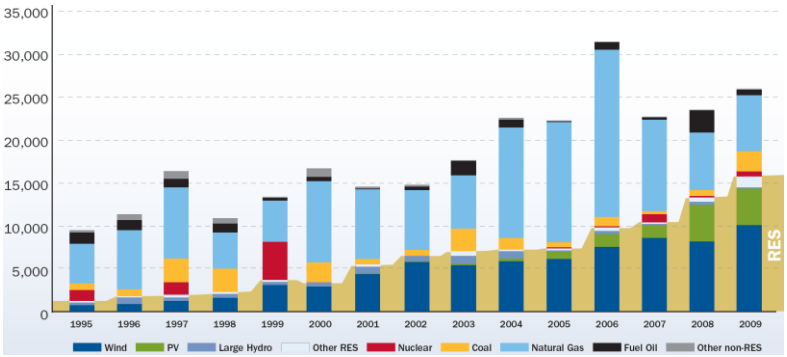
Il gas ha una quota pari al 21% nella domanda di energia primaria mondiale. Nonostante il 2009 sia stato l'inverno più freddo degli ultimi 20 anni, il World Energy Outlook 2009 indica una diminuzione della domanda di gas in Europa, del 9% rispetto all'anno precedente, in particolare in Italia, Spagna e Regno Unito (rispettivamente -14%, -13% e -11%). Il nucleare, infine, contribuisce per il 6% al soddisfacimento della domanda di energia primaria mondiale.

Dati preliminari dell'IEA sui consumi di energia primaria del 2009 indicano che la Cina, con un valore pari a 2.252 Mtep, ha superato gli USA, con un consumo di 2170 Mtep. Secondo le statistiche dell'Energy Information Administration (EIA-DOE), la Cina è stata nel 2008 il secondo consumatore di petrolio al mondo, dopo gli USA. Negli ultimi dieci anni la Cina ha raddoppiato i suoi consumi di petrolio, arrivando ad un valore pari a 7.831 migliaia di barili al giorno nel 2008, che rimane per ora ancora inferiore alla metà dei consumi statunitensi (19.497 migliaia di barili al giorno). La Cina è anche il Paese con il maggiore consumo di carbone al mondo (nel 2008 2.567 milioni di tonnellate): da sola ne consuma un quantitativo di poco maggiore rispetto agli altri sei principali Paesi consumatori messi insieme (USA, India, Germania, Russia, Giappone e Sud Africa). Per quanto riguarda i consumi di energia elettrica, la Cina nell'ultimo decennio ha triplicato i suoi consumi di energia elettrica, con una crescita più che quadrupla rispetto alla media mondiale (nel 2007 2.834 miliardi di kWh).

Le fonti di energia rinnovabile (FER) sono cresciute dal 1990 ad oggi ad un tasso medio annuo (1,9%) pari a quello dell'offerta mondiale di energia primaria alla quale hanno contribuito nel 2008 per una quota pari al 12,8% del totale, essenzialmente attraverso la biomassa solida (9,1%). L'apporto delle rinnovabili alla produzione elettrica mondiale nel 2008 corrisponde invece al 18,5% del totale di cui la gran parte proveniente dall'idroelettrico (15,9%)[3].

In UE i consumi di energia primaria da FER nel 2008 sono arrivati a quota 8,2% del totale con la biomassa solida che anche in questo caso è la fonte principale (66,1% totale FER), mentre nel settore elettrico le rinnovabili incidono per una quota pari al 16,4% del consumo lordo, soprattutto grazie all'idroelettrico (59,5%)[4]. Il 2008 e il 2009 sono stati due anni che hanno segnato un fatto molto importante per le rinnovabili, per due anni consecutivi la nuova capacità installata da FER è stata superiore al 50% del totale delle nuove installazioni in UE superando quindi quella delle fonti tradizionali (Figura 1.2). Nel 2009 questa quota è stata del 61% aumentando dal 14% nel 1995[5].

Figura 1.2: Nuova capacità installata per anno in UE (MW)



Fonte: EWEA 2010

[3] *Renewables Informations 2010*. International Energy Agency.
[4] Dati EurObserv'ER.
[5] *Wind in Power*. European Wind Energy Association, 2010.

1.1.1 Prezzi delle principali fonti energetiche fossili

Dopo aver analizzato la domanda di energia primaria a livello mondiale, sembra importante esaminare all'andamento seguito dai prezzi delle principali fonti energetiche fossili, in quanto questi ultimi hanno importanti ripercussioni sulla sostenibilità economica del soddisfacimento del fabbisogno energetico nazionale e in generale sulla stabilità dei processi di crescita economica.

Il prezzo del petrolio al barile qui di seguito commentato è la media del prezzo spot del petrolio esportato dai diversi Paesi OPEC, ponderata per i volumi esportati. Questo prezzo è chiaramente diverso dal prezzo del petrolio nei contratti *futures*, e dal prezzo del petrolio considerato dalle imprese per calcolare il margine di profitto degli investimenti in estrazione.

Negli ultimi anni il prezzo del petrolio ha mostrato un'elevata variabilità: in costante crescita dal 2003, esso ha raggiunto il picco di 140 dollari al barile nel luglio 2008, per poi crollare in seguito all'intensificarsi della crisi economica.

Le statistiche dell'EIA-DOE mostrano che nel corso del 2009 il prezzo del petrolio ha assunto nuovamente un andamento crescente, nonostante la crisi economica ancora in atto: da circa 42 dollari al barile in gennaio è salito a 74 dollari al barile a dicembre, principalmente in seguito all'aumento del consumo del settore trasporti nelle economie emergenti. Nel corso del primo semestre del 2010 il prezzo del petrolio si è attestato intorno ad una media di 75 dollari al barile, con un picco nel mese di aprile pari a più di 80 dollari al barile.

L'Oil Market Report dell'IEA indica che anche i prezzi *futures* del petrolio hanno avuto un andamento in ripresa nel corso del 2009 (da 35-45 dollari al barile in gennaio a 70-74 dollari al barile in dicembre). Il legame con i mercati finanziari e le proiezioni macroeconomiche rimane comunque elevato: nel dicembre 2009 i prezzi *futures* hanno raggiunto il minimo rispetto ai due mesi precedenti in seguito a previsioni pessimistiche circa la velocità di ripresa dalla crisi, in particolare relativamente al mercato USA. Successivamente, i prezzi *futures* hanno raggiunto un picco di 83 dollari al barile nel gennaio 2010, dovuto alla disputa Russia-Bielorussia per le imposte relative al transito del petrolio, per poi stabilizzarsi intorno ai 75-80 dollari al barile nel primo semestre del 2010.

I prezzi del gas naturale hanno seguito andamenti differenziati a seconda del legame contrattuale con i prezzi del petrolio, e il controllo esercitato da parte dei diversi governi. In Europa, dove il gas è prevalentemente commerciato con contratti di lungo termine indicizzati al prezzo del petrolio, i prezzi hanno raggiunto un picco alla fine del 2008, per poi seguire l'andamento dei prezzi petroliferi nel corso del 2009. Diversamente in Nord America, dove il principale meccanismo di formazione del prezzo è la *gas-to-gas competition* (commercio spot e indicizzazione al prezzo del gas), i prezzi del gas hanno raggiunto il picco a metà 2008, per poi scendere a causa della diminuzione della domanda. Nella seconda metà del 2008 e nel 2009 i prezzi spot del gas in Europa (relativi agli *hub* Zeebrugge in Belgio, TTF in Olanda, NBP in Gran Bretagna) e USA si sono mantenuti allineati, andamento che può essere riconducibile – tra gli altri fattori – anche alla forte crescita della produzione di gas non convenzionale degli USA, e alla conseguente diminuzione delle importazioni di gas naturale liquefatto (GNL). Ciò costituisce un primo e importante segnale di disaccoppiamento dei prezzi del gas naturale da quello del petrolio.

La crisi economica – combinata con trend crescenti nella produzione di gas non convenzionale e nella disponibilità di GNL – potrebbe aver creato l'illusione che i prezzi del gas naturale rimangano bassi nel futuro, rallentando così gli investimenti nelle infrastrutture, nella diversificazione delle fonti energetiche e nell'efficienza energetica. Il livello dei prezzi del gas naturale, relativamente basso, ha momentaneamente reso più vantaggiosa la generazione di energia elettrica dal gas naturale rispetto al carbone, ma quando la domanda tornerà ai livelli pre-crisi il prezzo tornerà nuovamente ad essere un indicatore della necessità degli investimenti infrastrutturali.

I prezzi del carbone hanno sostanzialmente seguito l'andamento dei prezzi di petrolio e gas naturale, per effetto della competizione tra combustibili e dell'incidenza dei prezzi del petrolio sui costi di trasporto del carbone.

1.2 La sicurezza energetica

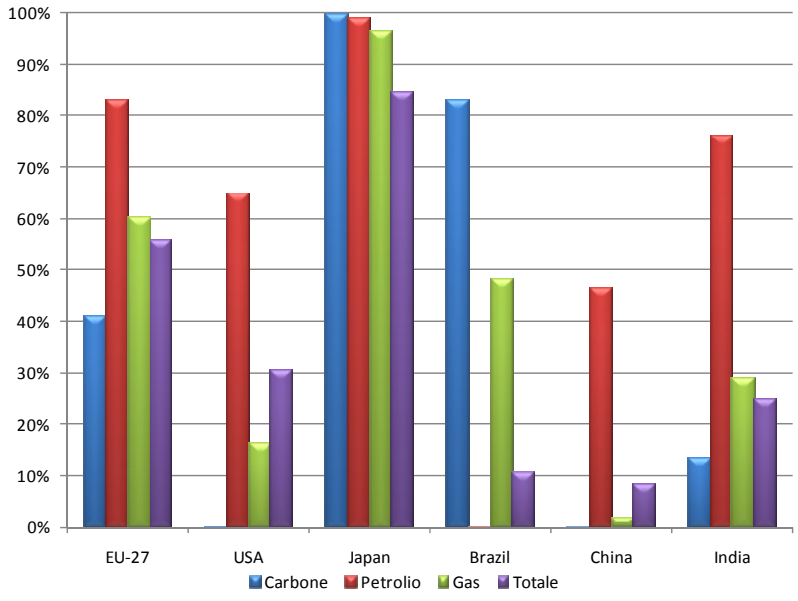
Il problema della sicurezza energetica consiste nell'assicurare una sufficiente offerta di energia a prezzi adeguati. Dal punto di vista dei Paesi importatori, il rafforzamento dei mercati energetici può contribuire a migliorare il livello di sicurezza energetica, aumentando il numero dei fornitori e appiattendo le variazioni della domanda. Poiché il petrolio, e in minor misura il gas, sono spesso importati da Paesi con elevata instabilità politica, conflitti, sconvolgimenti politici e attacchi terroristici possono creare seri danni al funzionamento dei mercati, creando interruzioni temporanee di diversa durata nelle catene di approvvigionamento o mettendo a repentaglio la loro affidabilità.

I Paesi esportatori, invece, vedono la questione della sicurezza energetica nel senso di avere garanzie di accesso ai mercati e un adeguato livello dei prezzi per le proprie risorse energetiche. Per i Paesi esportatori, l'importanza della sicurezza della domanda di energia è anche determinata dai consistenti investimenti necessari per realizzare le infrastrutture per l'estrazione e la produzione.

Nell'ottica dei Paesi importatori, i principali indicatori utilizzati per indagare la sicurezza energetica sono rappresentati dalla diversificazione del mix energetico, dalla dipendenza energetica e dall'ammontare assoluto delle importazioni.

Un'analisi dell'offerta di energia primaria (TPES) dagli ultimi bilanci IEA disponibili indica che il petrolio costituisce la fonte di maggiore importanza in Giappone, USA e Unione Europea (rispettivamente il 45%, 39% e 35% della TPES), mentre in Cina e India tale ruolo è ricoperto dal carbone (66% e 41%). Per l'Unione Europea il gas è il secondo combustibile di maggiore importanza (25%), seguito dal carbone (19%). Negli USA petrolio e gas hanno praticamente pari importanza (24%). Mentre il petrolio svolge un ruolo rilevante nella TPES della Cina (18%), la quota del gas rimane trascurabile (3%)[6]. Tali dati sono da analizzare parallelamente a quelli sulla dipendenza energetica: metà del petrolio consumato in Cina nel 2007 è importato, più della metà in USA e India e la quasi totalità nell'Unione Europea. Il Giappone ha un'elevatissima dipendenza energetica per tutte le materie prime energetiche (Figura 1.3).

Figura 1.3: Dipendenza energetica nel 2007

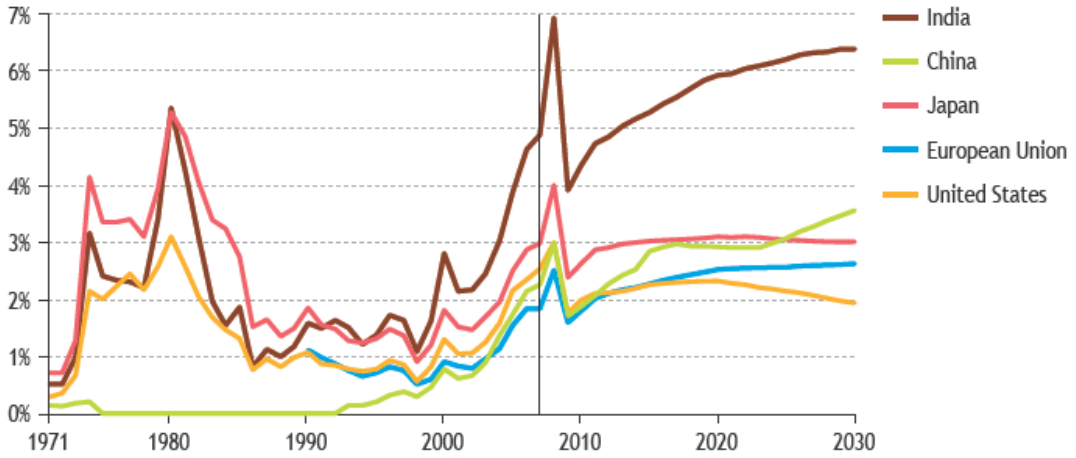


Fonte: elaborazioni ENEA

In un'analisi della sicurezza energetica dal lato dei Paesi importatori, anche l'esame della spesa nazionale per l'importazione delle risorse energetiche può fornire utili informazioni (Figura 1.4). Per i Paesi OCSE nel 2008 la spesa per l'importazione di petrolio e gas ha raggiunto il 2.3% del PIL, un livello vicino ai picchi raggiunti durante lo shock petrolifero del 1979.

[6] Va però rilevato che il gas ha avuto un ruolo crescente nel mix energetico cinese negli ultimi anni, e secondo le proiezioni EIA-DOE il 35% della crescita del consumo di gas al 2035 dovrebbe verificarsi nell'area asiatica.

Figura 1.4: Spesa in esportazioni nette di petrolio e gas in percentuale del PIL ai tassi di cambio di mercato nello scenario tendenziale[7]



Fonte: IEA, World Energy Outlook 2009

La crescita della domanda di energia da parte delle economie emergenti ha determinato un forte aumento della loro spesa per l'importazione di petrolio e gas naturale, la quale ha raggiunto il 3% del PIL in Cina e il 6,9% in India. È evidente che anche in questo caso, come già rilevato per l'andamento dei prezzi delle principali fonti energetiche fossili, le implicazioni del soddisfacimento della domanda di energia sulla sostenibilità economica e sulla stabilità dei processi di crescita sono particolarmente rilevanti.

Nello scenario tendenziale IEA il livello di spesa per l'importazione di petrolio e gas dovrebbe stabilizzarsi intorno all'1,8% per i Paesi OCSE e rimanere particolarmente elevato per il Giappone, a causa della sua quasi totale dipendenza dalle importazioni. Nelle economie emergenti esso dovrebbe continuare a crescere, anche a causa di una minore efficienza dell'uso di energia per la produzione di un'unità di output: in India, dopo un calo dal picco del 2008, la spesa per l'importazione di petrolio e gas naturale dovrebbe stabilizzarsi intorno al 6,4% del PIL.

Ben pochi sono i Paesi al mondo completamente autosufficienti in materia energetica: qui di seguito sarà offerta una breve panoramica relativamente alla sicurezza energetica dei maggiori Paesi importatori di energia, rappresentati da Cina e USA, per poi esaminare più nel dettaglio la situazione europea nel prossimo paragrafo.

Circa i due terzi della domanda di energia primaria della Cina viene soddisfatta utilizzando carbone, e poiché più del 90% di questa risorsa si trova nelle regioni interne, negli anni più recenti le importazioni sono diventate competitive per le regioni costiere e dal 2007 la Cina è divenuta un importatore di carbone. Petrolio e gas naturale hanno un peso di gran lunga minore nel mix energetico, e quindi la diversificazione delle fonti è particolarmente bassa.

In Cina – così come nell'Unione Europea e negli USA – la quasi totale dipendenza dal petrolio del settore trasporti rappresenta un ulteriore fattore di rischio per la sicurezza energetica. In Cina il numero di automobili vendute è in continua crescita, anche grazie sussidi statali (nel 2008 è cresciuto di un quarto rispetto al 2007). Anche se il tasso di motorizzazione rimane una frazione di quello dei Paesi sviluppati, l'enorme dimensione della popolazione suggerisce un mercato molto ampio; d'altro canto la stessa popolazione può costituire un fattore limitante, in quanto l'inquinamento dell'aria a livello urbano è già particolarmente elevato.

Gli USA rappresentano il maggiore consumatore di petrolio e di gas a livello mondiale, e la sicurezza energetica riveste un'importanza chiave nella definizione delle strategie di geopolitica energetica, influenzate dalla necessità di investire in Paesi politicamente instabili, in particolare in relazione al settore petrolifero.

[7] Da ora in avanti, il termine "tendenziale" qualificherà uno scenario basato sull'ipotesi di introduzione di nessuna nuova politica rispetto all'anno di riferimento. I termini "di base" e "Baseline" sono da considerare come sinonimi.

Per quanto riguarda il gas naturale, invece, la domanda (658 bcm – miliardi di metri cubi – nel 2008) è quasi interamente soddisfatta con la produzione domestica: gli USA costituiscono il maggiore produttore dopo la Russia, con un'offerta domestica di 583 bcm nel 2008, in aumento dell'8% rispetto all'anno precedente (World Energy Outlook 2009). Il gas non convenzionale ha avuto un ruolo fondamentale nel determinare quest'aumento, con profonde implicazioni per i mercati internazionali del gas e per la sicurezza energetica statunitense.

BOX 1.1 - I rischi energetici

Quando si parla di sicurezza energetica è molto importante porre l'accento anche sui rischi che possono verificarsi durante all'estrazione e fornitura di energia. Il progetto europeo REACCESS propone la seguente classificazione per l'origine dei rischi: guerre; instabilità politica; attacchi terroristici; restrizioni all'esportazione; incidenti; condizioni meteorologiche; pratiche monopolistiche/cartelli. La tabella seguente offre una ricognizione dei principali incidenti verificatisi nell'ultimo decennio.

Periodo	**Incidente**	**Perdita di offerta**
1998	Esplosione in un impianto processing gas naturale nello stato Australiano Victoria	N/A
Dicembre 1999	Incidente del tanker Erika	10000 t di olio combustibile denso
Dicembre 2000	Incidente del tanker VOLGONEFT	N/A
Luglio 2000	Interruzione dell'interconnettore inglese	N/A
Agosto 2000	Esplosione di un gasdotto in New Mexico	1.2 bcm
Marzo 2001	Incidente del tanker BALTIC CARRIER	2700 t di olio combustibile denso
Novembre 2002	Incidente del tanker PRESTIGE	38000 t di olio combustibile denso
Marzo 2005	Esplosione alla raffineria petrolifera BP di Texas City	N/A
Agosto 2005	Incendio nel giacimento petrolifero BP Shiehallion	120000-250000 barili al giorno
Marzo 2006	Perdita ad un gasdotto in Alaska	100000 barili al giorno
Aprile 2006	Incendio in una raffineria Italiana	160000 barili al giorno
Giugno 2006	Incendio in un terminal per l'esportazione di petrolio in Iraq	N/A
Luglio 2006	Perdita in un oleodotto Nigeriano	180000 barili al giorno
Agosto 2006	Perdita in un gasdotto connesso a TAPS	400000 barili al giorno

Fonte: REACCESS project

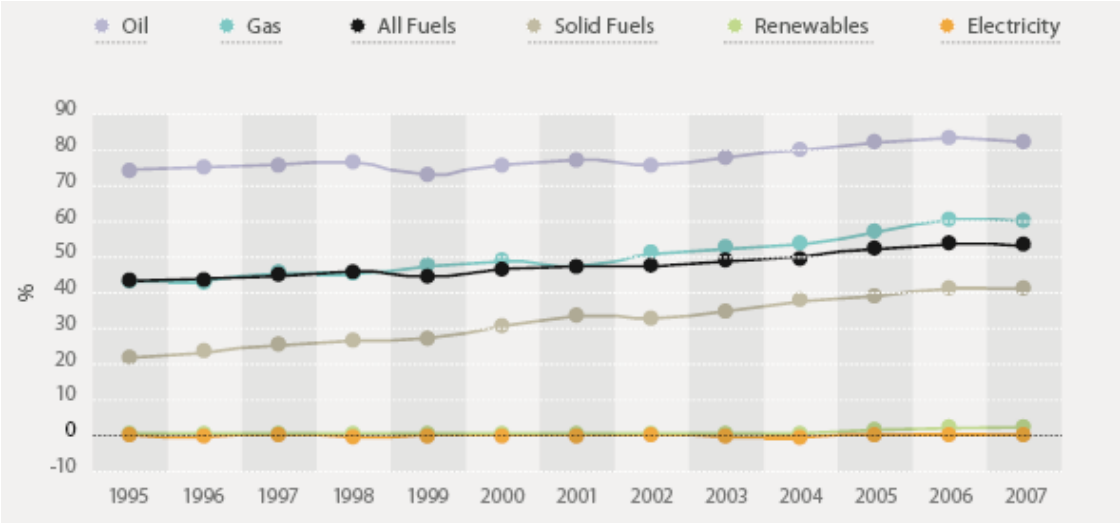
Il 20 aprile 2010 nel Golfo del Messico si è verificata un'esplosione nella piattaforma petrolifera Deepwater Horizon, a 1.500 metri di profondità e a 52 km a sud-est di Venice (Louisiana), di proprietà della Transocean e affittata alla British Petroleum. Il Dipartimento dell'Energia (DOE) statunitense ha inizialmente stimato la perdita a 5.000 barili di greggio al giorno. Il 27 maggio la fuoriuscita di petrolio ha superato quella del 1989 della Exxon Valdez (262 mila barili di greggio), diventando il peggior disastro ambientale della storia degli Stati Uniti.
Le stime ufficiali della perdita – elaborate dal Flow Rate Technical Group National del National Incident Command statunitense – sono salite da 5.000 barili al giorno il 29 aprile, a 12.000-19.000 barili il 27 maggio, fino a 35.000-60.000 barili il 15 giugno. British Petroleum ha accettato di pagare un indennizzo di 20 miliardi di dollari. Il Presidente Obama, oltre alla moratoria di sei mesi per le nuove perforazioni nel Golfo e nel Pacifico, ha proposto una tassa supplementare di un centesimo di dollaro a barile a carico delle compagnie petrolifere per finanziare la sicurezza energetica. I fondi supplementari raccolti con la nuova tassa, stimati in 118 milioni di dollari l'anno, andranno in un fondo destinato a un programma di risposta ai rischi di marea nera. Attualmente la tassa in questione è pari a 8 centesimi al barile e dovrebbe aumentare del 12.5% in un anno per poi raggiungere i 10 centesimi nel 2017 (*Staffetta Quotidiana*, 14 maggio 2010).
La Commissione Europea sta al momento analizzando la legislazione esistente a livello europeo e nazionale, per valutare l'opportunità di intervenire con una proposta legislativa il prossimo autunno (IP/10/779)**.** Attualmente le piattaforme petrolifere sono regolate dalla direttiva 94/9/CE, che pone standard di sicurezza minimi lasciando le competenze di controllo alle autorità nazionali.
In un box dedicato ai rischi energetici connessi all'estrazione e fornitura di materie prime energetiche, è necessario citare brevemente anche le attività di estrazione nelle miniere di carbone. In particolare, le condizioni di sicurezza attualmente previste in Cina determinano un'elevata frequenza di incidenti. Per citarne alcuni, nell'aprile 2010 a causa di un allagamento 153 minatori sono rimasti intrappolati a 250 m di profondità per una settimana (114 sono stati poi salvati) e in ottobre 21 minatori hanno perso la vita per un'esplosione.

1.2.1 La strategia europea per la sicurezza energetica

L'Unione Europea attualmente importa il 55% dell'energia consumata e potrebbe raggiungere il 70% nei prossimi 20-30 anni. Nel 2030 potrebbe importare l'84% del gas consumato, il 59% del carbone e il 94% del petrolio[8].

L'Osservatorio per i mercati energetici della Commissione Europea mostra che nel 2007, per il primo anno dal 1994, l'Unione Europea ha diminuito la sua dipendenza energetica di 0,7 punti percentuale rispetto al 2006[9]. Questo trend è stato conseguenza della minore dipendenza energetica dal gas e dal petrolio (Figura 1.5). Secondo i dati preliminari per il 2008, un simile andamento non dovrebbe mantenersi e la dipendenza energetica dal petrolio dovrebbe aumentare nuovamente (84,5%), producendo un effetto a rialzo della dipendenza energetica totale al valore di 54,9%.

Figura 1.5: La dipendenza energetica europea



Fonte: Market Observatory for Energy, Annual Report 2009

Durante la crisi del gas di gennaio 2009 le deficienze della rete europea del gas sono emerse con particolare evidenza: i Paesi del Sud-Est europeo sono rimasti sprovvisti di gas mentre esso era abbondante in Gran Bretagna e Paesi Bassi. Le connessioni tra infrastrutture di trasporto del gas naturale infatti – oltre ad essere spesso carenti – sono state nella maggioranza dei casi disegnate per trasportare gas unicamente in direzione Est-Ovest.

A luglio 2009 è stato proposto un regolamento per migliorare la sicurezza energetica europea[10], il cui obiettivo principale è promuovere l'azione coordinata dell'Unione Europea in caso di crisi energetiche e di interruzione dell'offerta. In particolare, ai nodi di interconnessione deve essere garantito il funzionamento bidirezionale: il cosiddetto standard N-1 è diretto a prevenire che un problema a livello infrastrutturale in un Paese impedisca ad altri Paesi di trasportare gas a flusso inverso. Il regolamento inoltre propone l'introduzione dell'obbligo per tutti i Paesi di avere un certo livello di stoccaggio di gas. A questo proposito, la crisi Russia-Ucraina ha evidenziato come le risorse energetiche domestiche dell'Unione Europea rivestono un'importanza strategica, e quindi lo sviluppo di nuove tecnologie di sfruttamento anche delle risorse non convenzionali risulti fondamentale nel garantire la sicurezza energetica dei Paesi membri.

D'altro canto, è molto probabile che l'Unione Europea continui ad avere un'elevata dipendenza energetica per quanto riguarda gas e petrolio. L'elevata volatilità nel mercato del petrolio è un fattore di detrimento per gli investimenti in infrastrutture energetiche, anche perché i prezzi del gas nei contratti di lungo termine sono molto spesso in linea con i prezzi del petrolio.

[8] EREC, 2010, Rethinking 2050, A 100% Renewable Energy vision for the European Union.
[9] Annual Report 2009.
[10] COM(2009) 363 final "Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council of 16 July 2009 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Directive 2004/67/EC".

Secondo le stime dell'IEA, la crisi economica e la volatilità dei prezzi hanno condotto ad una diminuzione del 20% delle spese in conto capitale per gli investimenti nella produzione di petrolio nel 2009 rispetto al 2008[11].

La presidenza spagnola ha utilizzato la Second Strategic Energy Review come base per la stesura del futuro Energy Action Plan 2010-2014, da adottare agli inizi del 2011. Mentre il piano 2007-2009 si concentrava su sostenibilità e mercato interno, il nuovo piano sarà focalizzato sulla sicurezza energetica e lo sviluppo delle tecnologie, e includerà anche le priorità di lungo periodo e un'analisi strategica del settore energetico al 2030-2050. A questo proposito, le interconnessioni con i mercati periferici e le isole devono essere promosse, e i progetti di interconnessioni extra-europee, come il Baltic Ring e il Mediterranean Ring e le interconnessioni di gas nell'Ovest e Sud Europa essere rafforzati.

Un'altra componente essenziale dell' Energy Action Plan 2010-2014 sarà costituita dall'Energy Efficiency Action Plan, da approvare nel corso del 2011, relativo alle potenzialità dell'efficienza energetica per la riduzione della dipendenza energetica e delle emissioni di gas serra. L'efficienza energetica è presente anche tra le sei iniziative industriali europee di natura pubblico-privata incluse nel Set Plan.

Nel documento "EUROPE 2020 A strategy for smart, sustainable and inclusive growth" della Commissione Europea si afferma come il soddisfacimento degli obiettivi strategici di politica energetica comporterebbe 60 miliardi di euro in meno spesi nell'importazioni di petrolio e gas al 2020. Ulteriori progressi nell'integrazione dei mercati energetici europei potrebbero produrre un aumento del PIL pari allo 0,6-0,8%. L'obiettivo del 20% di consumi energetici da fonti rinnovabili avrebbe il potenziale di creare 600.000 nuovi posti di lavoro, che diventerebbero un milione aggiungendo il target del 20% sull'efficienza energetica.

L'European Economic Recovery Plan (EERP) ha stanziato 3,98 miliardi di euro, 2,3 dei quali sono stati allocati nel corso del 2009 su progetti di investimento in infrastrutture per l'energia elettrica e il gas. In particolare, essi serviranno a finanziare 43 progetti sull'interconnessione di gasdotti e sulle reti elettriche, i quali altrimenti sarebbero stati fortemente rallentati a causa della crisi economica, della bassa domanda e del difficile accesso ai fondi.

Relativamente alle infrastrutture per il trasporto del gas, i progetti sostenuti dall'EERP una volta operativi forniranno 50 miliardi di metri cubi/anno di gas supplementare attraverso nuovi gasdotti e terminali GNL, rafforzeranno le interconnessioni esistenti e ne svilupperanno di nuove di tipo bidirezionale, e attiveranno un flusso inverso in punti di interconnessione critici, in particolare nell'Est europeo. Nabucco – gasdotto incluso nel progetto più ampio del Southern Corridor – è una delle infrastrutture finanziate dall'EEPR e dovrebbe aprire nuove rotte per l'importazione europea di gas proveniente dal Mar Caspio e dal Medio Oriente. Il supporto dell'EERP può fornire un aiuto sostanziale, incoraggiando i partner a prendere la decisione finale entro il 2010 ed iniziare i lavori alla fine del 2011. Relativamente alla rete elettrica, i progetti finanziati dall'EERP sono relativi al miglioramento dell'interconnessione tra Francia-Spagna, Portogallo-Spagna, Austria-Ungheria e Irlanda-Regno Unito, e all'integrazione di regioni isolate come gli Stati baltici nei mercati elettrici del Nord Europa.

Secondo l'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), l'Unione Europea dovrebbe investire 28 miliardi di euro nei prossimi cinque anni in infrastrutture elettriche per la promozione del mercato interno e il raggiungimento degli obiettivi energetici strategici, come l'integrazione delle rinnovabili e la riduzione degli episodi di congestione. Il Piano decennale di sviluppo adottato nel giugno 2010 da ENTSO-E indica che tra le linee di corrente diretta da sviluppare nei prossimi dieci anni avranno un ruolo preponderante le linee sottomarine, come la rete nel mare del Nord (prevista per il 2020) e la rete tra i diversi Paesi affacciati sul mar Mediterraneo, diretta ad iniziare lo sfruttamento del potenziale solare di Paesi africani come la Tunisia.

[11] European Commission, 2010 "Stock taking document Towards a new Energy Strategy for Europe 2011-2020".

Le tendenze di sviluppo delle FER hanno consistenti ripercussioni sul problema della sicurezza energetica, particolarmente rilevante per le fonti energetiche fossili, soprattutto gas e petrolio, le cui riserve sono concentrate in pochi Paesi e i cui prezzi sono molto volatili.

La crescita delle fonti rinnovabili si inserisce in un contesto in cui il loro sviluppo è talvolta ostacolato dalla presenza di alcune barriere, non necessariamente di natura economica, che aumentano il rischio percepito dai potenziali investitori e scoraggiano di conseguenza gli investimenti. Tra queste è possibile identificare ad esempio, per l'Italia come per altri Paesi, la presenza di elevati tempi per le procedure amministrative di autorizzazione, frequenti cambiamenti della normativa di riferimento, la talvolta ridotta informazione e accettabilità sociale sulle rinnovabili e limiti delle infrastrutture di rete. Con particolare riferimento a quest'ultimo aspetto, la questione delle reti di trasmissione e distribuzione (T&D) dell'energia risulta particolarmente importante per lo sviluppo delle rinnovabili, sia in vista degli obiettivi fissati a livello europeo per il 2020 che per la creazione nel lungo periodo (2050) di un sistema energetico low carbon[12-13-14]. Un aspetto fondamentale in prospettiva della decarbonizzazione del settore energetico è proprio la realizzazione di una struttura di rete per le attività di T&D dell'energia basata sullo sviluppo di *Super Grid* e *Smart Grid*, differente da quella attuale in cui l'energia è essenzialmente generata attraverso poche grandi centrali a fonti fossili. La Super Grid, attraverso l'installazione di migliaia di chilometri di nuovi cavi consentirà di ottimizzare i flussi energetici provenienti da impianti a fonti rinnovabili anche molto distanti tra loro spostando energia elettrica dalle aree in eccesso di offerta verso quelle nella situazione opposta. La Smart Grid, attraverso sistemi "intelligenti" per il controllo e la distribuzione dei flussi energetici, assicurerà maggior flessibilità facendo incontrare più facilmente domanda e offerta di energia e permetterà di ridurre il grado di volatilità legato ad un modello di generazione dell'energia essenzialmente di tipo decentralizzato (Generazione Distribuita) basato su fonti intermittenti quali le rinnovabili.

Il sistema energetico transiterà quindi, anche grazie allo sviluppo della rete, verso un assetto in cui l'installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili avverrà nei luoghi dove il loro potenziale di sfruttamento è maggiore e sarà possibile trasferire enormi quantitativi di energia anche tra luoghi molto distanti. A questo proposito, si veda il Capitolo 3 per un approfondimento di alcuni progetti internazionali di realizzazione di nuove reti per il trasporto dell'energia elettrica.

1.3 Scenari di evoluzione della domanda di energia

1.3.1 Mondo

Le proiezioni IMF indicano un ruolo di traino delle economie emergenti per la ripresa dalla crisi economica, e della Cina in particolare: la crescita economica a livello mondiale sarà circa pari al 4% negli anni 2010 e 2011, e circa del 6,5% per economie emergenti, con aumenti pari al 10% per la Cina.

Secondo lo scenario tendenziale del WEO 2009, la domanda di energia dovrebbe crescere del 40% tra il 2007 e il 2030, con il maggiore incremento nei Paesi non OCSE e in particolare in Asia (aumento della loro quota nella domanda totale dal 52% al 63%). Cina e India sarebbero i principali responsabili della crescita della domanda di energia, rispettivamente con un contributo del 39% e del 15%. Queste proiezioni sono in linea anche con quelle EIA-DOE, secondo le quali l'aumento della domanda di energia primaria dovrebbe essere pari al 49% al 2035, con un 84% nei Paesi non OCSE. In particolare, nel 2030 l'industria cinese potrebbe consumare quasi un terzo dell'energia usata dal settore industriale a livello mondiale. Lo scenario tendenziale del WEO 2009 indica che i combustibili fossili dovrebbero rimanere la fonte dominante per il soddisfacimento della domanda di energia primaria mondiale e ad essi potrebbe essere attribuita più dei tre quarti della crescita: il carbone presenterebbe la maggiore crescita in termini assoluti, mentre il petrolio rimarrebbe il combustibile più importante nel mix di energia primaria.

[12] *100% renewable electricity. A roadmap to 2050 for Europe and North Africa.* PriceWaterhouseCoopers, 2010.
[13] *Roadmap 2050- A practical guide to a prosperous low-carbon Europe.* European Climate Foundation, 2010.
[14] *RE-thinking 2050. A 100% Renewable Energy Vision for the European Union.* European Renewable Energy Council, 2010.

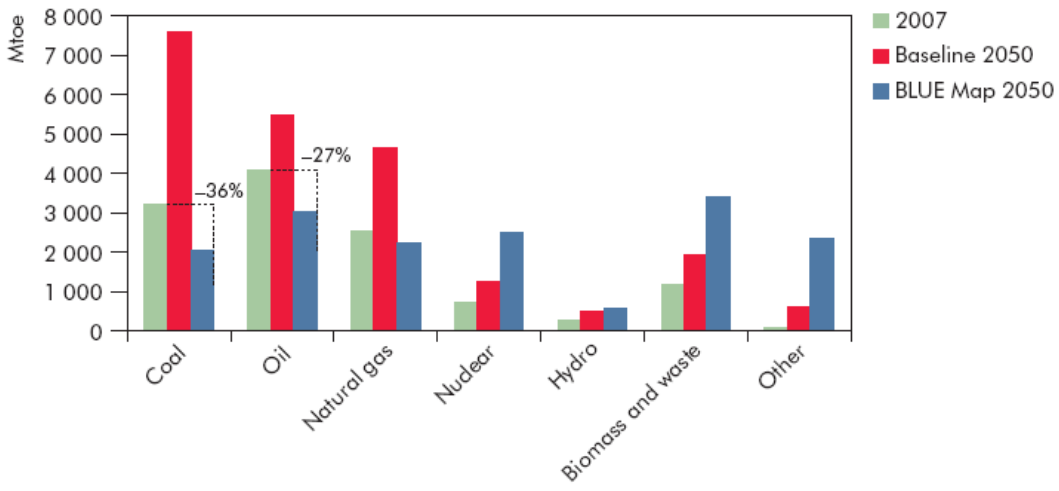
Il 97% dell'aumento della domanda di petrolio deriverebbe dal settore trasporti, mentre il *driver* principale della domanda di carbone e gas naturale sarebbe rappresentato dalla generazione di elettricità, per la quale lo scenario tendenziale dell'IEA prevede una crescita annuale pari al 2,5% fino al 2030, l'80% della quale dovrebbe avere luogo nei Paesi non OCSE. In particolare, secondo lo scenario tendenziale del WEO 2009 il carbone potrebbe crescere ad un tasso dell'1,9% annuo. Anche lo scenario tendenziale dell'EIA-DOE sottolinea come, in assenza di politiche nazionali per la riduzione delle emissioni e/o di un accordo internazionale vincolante, il consumo di carbone potrebbe crescere dell'1,6% annuo, in maggioranza nei Paesi asiatici non OCSE, nei quali dovrebbe aver luogo il 95% dell'aumento.

Appare qui di interesse menzionare il ruolo del nucleare nella generazione di elettricità, in quanto la sua espansione potrebbe diminuire la domanda di carbone e gas naturale, oltre ad avere un impatto sulle strategie per la sicurezza energetica e sulle politiche di riduzione delle emissioni. Secondo lo scenario tendenziale del WEO 2009 la generazione di elettricità da nucleare dovrebbe crescere del 35% dal 2007 al 2030[15]. La maggior parte dell'aumento della generazione di energia elettrica da nucleare dovrebbe aver luogo in Cina, dove il contributo sul totale passerebbe dal 2% al 6%; si dovrebbero registrare aumenti anche in Giappone, India e USA, mentre nell'Unione Europea il contributo del nucleare dovrebbe diminuire considerevolmente (dal 28% al 19% del totale).

L'International Energy Outlook 2010 dell'EIA-DOE indica una diminuzione della quota del petrolio nel soddisfacimento della domanda di energia primaria, che passerebbe dal 35% nel 2007 al 30% nel 2035: gli elevati prezzi del petrolio confermano la sostituzione di questo combustibile con altri meno costosi rilevata anche dall'IEA, anche se essa non sarebbe estesa al settore trasporti dove – in assenza di significativi avanzamenti tecnologici – esso continuerebbe a rappresentare il combustibile prevalente. Secondo lo scenario tendenziale del WEO 2009 la domanda di petrolio dovrebbe arrivare al livello di 105 milioni di barili al giorno al 2030. Essendo la sua sensitività alla crescita del PIL particolarmente elevata, la domanda di petrolio della Cina ha certamente un ruolo chiave: a seconda dello scenario di crescita del PIL essa potrebbe oscillare tra i 9,6 e gli 8,4 milioni di barili al giorno nel 2014.

Il recente documento dell'IEA "Energy Technology Perspectives 2010" (ETP 2010) propone uno scenario tendenziale in linea con quello sviluppato nel WEO 2009, il cui orizzonte temporale risulta però esteso fino al 2050. Lo scenario tendenziale dell' ETP 2010 comporterebbe una crescita della TPES pari all'84% e un livello di emissioni nel 2050 doppio rispetto al livello nel 2007. Rispetto al 2007, la domanda di energia nel 2050 dovrebbe essere maggiore del 58% per quanto riguarda il petrolio, dell'85% per il gas e del 138% per il carbone (Figura 1.6).

Figura 1.6: Domanda di energia primaria per fonte e scenario



Fonte: IEA – ETP 2010

[15] Lo scenario tendenziale EIA-DOE prevede un aumento ancora più consistente tra il 2007 e il 2035, pari al 73%. Nei Paesi asiatici non OCSE la generazione elettrica da nucleare potrebbe crescere dl 7,7% annuo, con punte dell'8,4% annuo in Cina e 9,5% annuo in India.

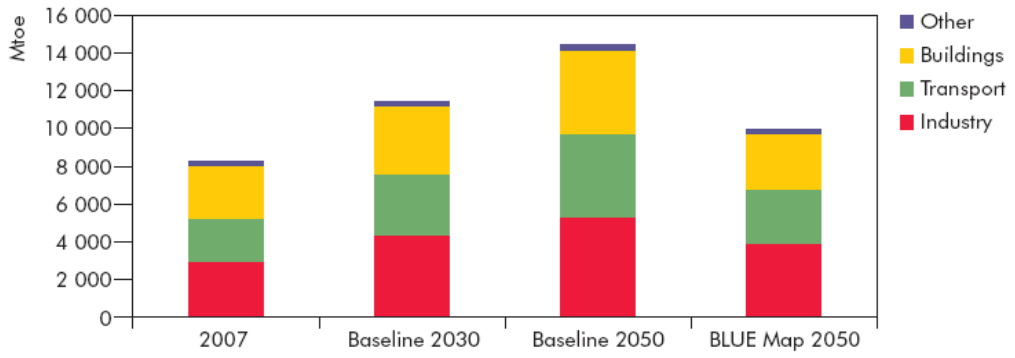
Il 44% della generazione di elettricità dovrebbe avvenire utilizzando carbone, valore in aumento del 42% rispetto al livello del 2007, con un notevole contributo all'aumento delle emissioni. Nello scenario tendenziale l'elettricità risulterebbe la componente della domanda finale di energia con la crescita più rapida, che dovrebbe essere pari al 2% annuo a livello mondiale, con un tasso triplo nei Paesi non OCSE rispetto a quelli OCSE.

Passando all'esame degli scenari di *policy*, secondo lo scenario 450 ppm (parti per milione) del WEO 2009 – nel quale la concentrazione dei gas serra dovrebbe rimanere stabile a 450 ppm CO_2 eq. – la domanda di gas aumenterebbe del 17% nel periodo 2007-2030, ma risulterebbe inferiore rispetto al livello assunto nello scenario tendenziale. I prezzi del gas continuerebbero a essere particolarmente competitivi anche grazie ad un generale aumento della capacità di stoccaggio e soprattutto della produzione di gas non convenzionale: secondo lo scenario tendenziale al 2035 dell'International Energy Outlook 2010 il suo ruolo di traino dell'offerta potrebbe continuare ad essere rilevante, in particolare in Cina, USA e Canada[16]. L'effetto di maggiore competitività del gas rispetto a petrolio e carbone nella generazione di elettricità potrebbe invece risultare attenuato dall'implementazione di misure per l'efficienza energetica e all'aumento del contributo di energia nucleare e fonti rinnovabili.

Lo scenario di accelerazione tecnologica modellato nell'ETP 2010, denominato BLUE Map, ipotizza una riduzione del 50% delle emissioni globali di CO_2 legate al consumo di energia all'orizzonte 2050 (rispetto ai livelli del 2005) ed è ampiamente ottimistico rispetto allo sviluppo delle tecnologie energetiche a basso contenuto di carbonio, sia esistenti che nuove[17]. Secondo lo scenario BLUE Map la domanda mondiale di combustibili fossili dovrebbe diminuire del 26% rispetto ai livelli del 2007, con una riduzione per petrolio e gas rispettivamente del 27% e 12% rispetto ai livelli del 2007, generando significativi benefici in termini di sicurezza degli approvvigionamenti per i quattro Paesi esaminati[18] (Figura 1.6). Con riferimento al petrolio, negli Stati Uniti e nei Paesi europei dell'OCSE, la domanda al 2050 sarebbe inferiore ai livelli del 2007 del 62-51%. In Cina e India, nonostante la domanda di petrolio aumenti anche nello scenario BLUE Map, l'incremento risulta inferiore a quella dello scenario tendenziale del 51-56%.

Nello scenario BLUE Map, la domanda di elettricità risulterebbe inferiore del 13% rispetto allo scenario tendenziale, e la domanda di energia del settore della generazione elettrica al 2050 è quindi minore del 20%. Anche l'energia consumata dal settore di trasformazione dei combustibili sarebbe del 10% inferiore rispetto allo scenario tendenziale. La domanda finale di energia dovrebbe essere inferiore del 31% rispetto allo scenario tendenziale, grazie ad una riduzione generalizzata dei consumi in tutti i settori di uso finale. Tuttavia la domanda di energia tra il 2007 e 2050 continuerebbe a crescere anche nello scenario BLUE Map, ad un tasso dello 0,4% annuo nei settori industria, residenziale e terziario, trasporti (Figura 1.7).

Figura 1.7: Consumi finali di energia per settore



Fonte: IEA – ETP 2010

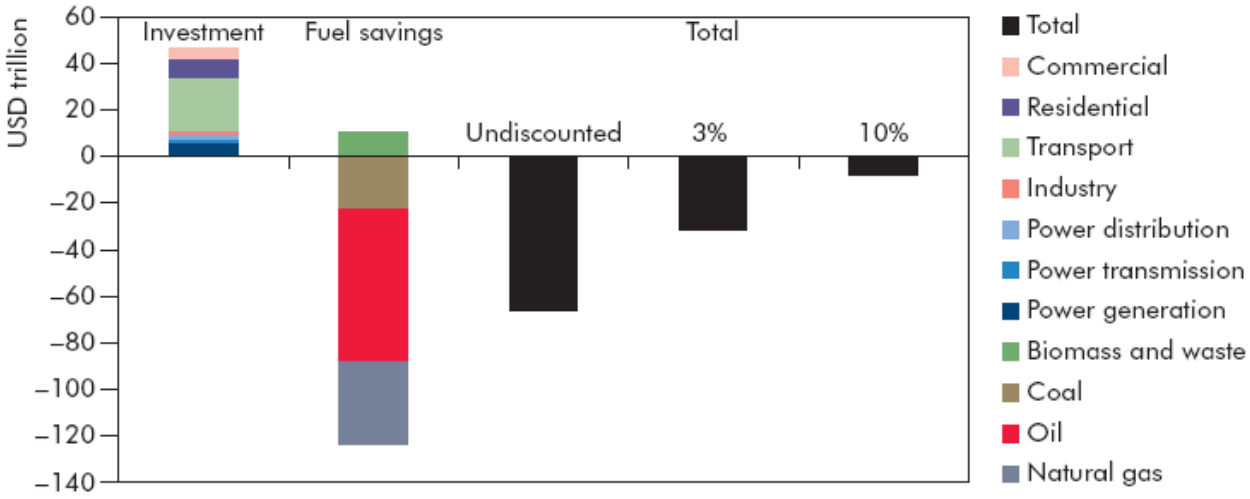
[16] Secondo le proiezioni EIA-DOE il gas non convenzionale corrisponderà al 26% della produzione di gas degli USA nel 2035, e avrà un ruolo ancora più importante in Canada e Cina, dove sarà rispettivamente pari al 63% e al 56%.
Anche per quanto riguarda la produzione di petrolio, secondo le proiezioni EIA-DOE il contributo delle risorse non convenzionali aumenterà di quasi 6 volte e nel 2035 ammonterà al 12% nel 2035.

[17] In aggiunta, ETP 2010 propone anche una serie di varianti a questo scenario per i diversi settori esaminati (elettricità, residenziale e terziario, industria, trasporti), che si è scelto di non analizzare in questo documento.

[18] Anche la domanda di carbone subirebbe una consistente diminuzione in questo scenario, pari al 36%, ma le implicazioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti sono di portata minore.

Lo scenario tendenziale stima, per il periodo 2010-2050, un livello di investimenti pari a 270 mila miliardi di dollari necessario per il soddisfacimento del crescente fabbisogno mondiale di energia. Nello Scenario BLUE Map, gli investimenti necessari sarebbero superiori del 17% (46 mila miliardi di dollari), a causa degli investimenti addizionali necessari per il raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni del 50% all'orizzonte 2050. Il risparmio di combustibile, conseguito nello stesso periodo grazie all'accelerazione tecnologica, dovrebbe essere pari a 112 mila miliardi di dollari. Attualizzando sia gli investimenti che il risparmio di combustibile ad un tasso di sconto del 10% si otterrebbe un risparmio netto di 8 mila miliardi di dollari (Figura 1.8).

Figura 1.8: Investimenti addizionali e risparmio energetico nello scenario BLUE Map



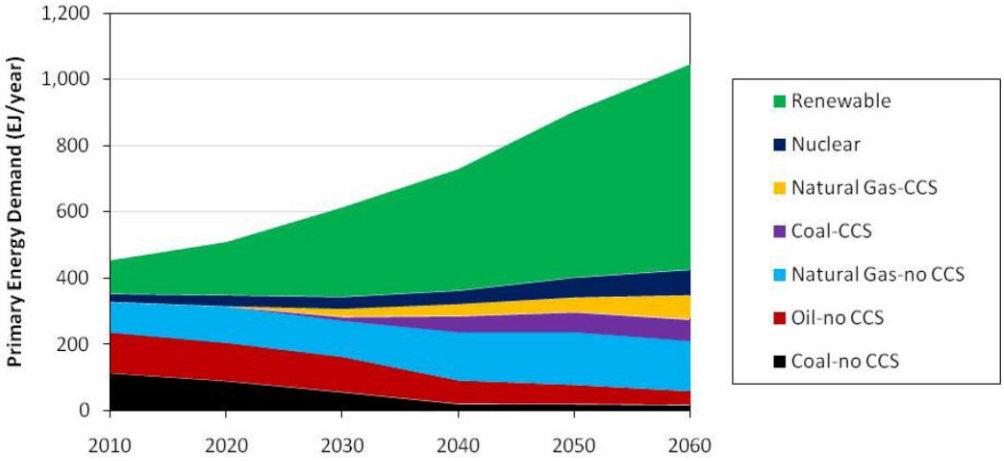
Fonte: IEA – ETP 2010

Il documento dell'IEA "*Achieving Climate Stabilization in an insecure World: Does Renewable Energy Hold the Key?*", dedicato in modo specifico ad analisi di scenario sullo sviluppo delle fonti rinnovabili,[19] prospetta la possibilità di una transizione nel lungo termine del sistema energetico globale verso un modello di produzione e consumo dell'energia di tipo *low-carbon*. Affinché questa profonda trasformazione avvenga è necessario intervenire immediatamente per orientare il sistema verso un impiego sempre maggiore di tecnologie per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Nello scenario più aggressivo (RETD ACES), coerente con il raggiungimento di una concentrazione in atmosfera di gas serra fino a 400 ppm di CO_2-eq al 2100[20], si mostra come nel corso del decennio 2030-2040 le rinnovabili potrebbero arrivare a coprire oltre il 50% della domanda di energia primaria, diventando quindi la principale fonte di approvvigionamento energetico (Figura 1.9). Nel settore elettrico, grazie soprattutto al contributo dell'eolico e delle biomasse, le rinnovabili avrebbero un ruolo predominate rispetto alle altre fonti prima del 2030 (Figura 1.10) e in tale anno la quota di copertura dei consumi elettrici salirebbe a quota 61% dal 22% nel 2007.

Dal 2030 in poi il settore elettrico si caratterizzerebbe per essere sostanzialmente "carbon negative" in quanto il mix energetico sarebbe principalmente composto da tecnologie per le rinnovabili, nucleare, biomasse con CCS (cattura e stoccaggio del carbonio emesso) e combustibili fossili con CCS. L'evoluzione nello scenario RETD ACES porterebbe inoltre molti settori dell'economia a convertirsi all'uso di energia elettrica la cui domanda totale aumenterebbe del 2% all'anno fino al 2060. Gli sviluppi maggiori si manifesterebbero soprattutto nei settori eolico e fotovoltaico e la capacità complessivamente installata delle rinnovabili nel settore elettrico arriverebbe ad essere nel 2060 di quasi 16.000 GW, mentre quella nello scenario tendenziale arriverebbe solamente attorno al 40% di questo valore.

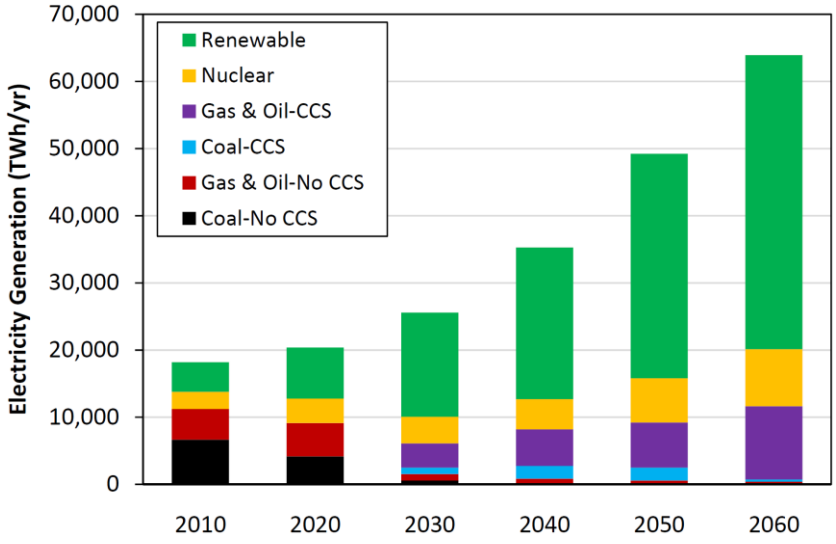
[19] *Achieving Climate Stabilization in an insecure World: Does Renewable Energy Hold the Key?* International Energy Agency - Renewable Energy Technology Deployment, 2010.
[20] In realtà, nel corso delle analisi di scenario la contrazione massima raggiunta entro il 2100 è stata di 420 ppm.

Figura 1.9: Domanda di energia primaria nello scenario RETD ACES al 2060



Fonte: IEA – RETD

Figura 1.10: Produzione elettrica nello scenario RETD ACES al 2060



Fonte: IEA – RETD

Nel 2060 consumi energetici totali nello scenario RETD ACES rimarrebbero inferiori del 22% rispetto all'evoluzione tendenziale grazie a interventi di efficienza energetica nella fase di trasformazione e consumo, prezzi più elevati dell'energia e introduzione delle tecnologie Smart Grid. È importante sottolineare che nell'arco di tempo 2010-2060 il costo addizionale associato allo scenario RETD ACES rispetto a quello tendenziale è pari a circa l'1% del valore attualizzato del PIL cumulato globale. Considerando inoltre che la transizione verso un sistema energetico *low-carbon* porterebbe con se una serie di benefici aggiuntivi come creazione di posti di lavoro, aumento della sicurezza energetica, ridotti costi di adattamento ai cambiamenti climatici ecc., è possibile affermare che il valore complessivo in termini economici dei benefici addizionali, seppur di difficile quantificazione, sarebbe probabilmente superiore al costo addizionale che lo scenario di intervento richiede.

Le fonti rinnovabili avranno un ruolo centrale anche dal punto di vista della capacità di ridurre il livello di emissioni totali in atmosfera. Come mostrato infatti nelle analisi di scenario contenute nell'ultimo WEO[21] dell'IEA, nel 2030 attraverso una evoluzione del sistema energetico in linea con lo scenario di intervento (450 ppm) sarebbe possibile ottenere una riduzione complessiva delle emissioni di CO_2 da uso energetico di 13,8 Gt rispetto allo scenario di riferimento, di cui quasi il 60% per mezzo di interventi di efficienza energetica e il 20% grazie alle rinnovabili.

[21] *World Energy Outlook 2009*. International Energy Agency.

1.3.2 Europa

Secondo lo scenario tendenziale dell'ETP 2010 la TPES dei Paesi OCSE europei[22] dovrebbe crescere ad un tasso annuale dello 0,1% dal 2007 al 2050. Assumendo i tassi storici di disaccoppiamento tra il PIL e l'uso di energia primaria, nel 2050 l'energia necessaria per unità di PIL diminuirebbe del 35% rispetto al 2007. I combustibili fossili avrebbero un ruolo pari al 75% della TPES nel 2050, leggermente minore del 79% del 2007. Il consumo di petrolio diminuirebbe del 19%, mentre quello del gas subirebbe un aumento del 38%, trainato dalla domanda per generazione di elettricità. Per quanto riguarda il contributo alla TPES del carbone e del nucleare essi dovrebbero diminuire, rispettivamente di circa 7 e 4 punti percentuale.

Nello scenario BLUE Map i Paesi OCSE europei dovrebbero ridurre le proprie emissioni di circa i ¾: poiché questo dovrebbe avvenire prevalentemente attraverso il ricorso alle FER, questo scenario comporterebbe rilevanti benefici anche dal lato della sicurezza energetica. La TPES nel 2050 risulterebbe minore del 16% rispetto al 2007 e del 20% rispetto allo scenario tendenziale. In altri termini, lo scenario di accelerazione tecnologica produrrebbe un dimezzamento dell'uso di energia primaria per unità di PIL rispetto al 2007. I combustibili fossili peserebbero per il 40% nella TPES, un contributo dimezzato rispetto al 2007. Anche rispetto allo scenario tendenziale al 2050, si osserva una diminuzione consistente dei consumi di gas e petrolio, con probabili ripercussioni positive sulla dipendenza energetica europea. Il contributo del nucleare nella TPES sarebbe pari al 21%.

La domanda totale di energia elettrica aumenterebbe del 57% nello scenario tendenziale, tuttavia il contributo dei combustibili fossili diminuirebbe dal 54% nel 2007 al 44% nel 2050. Confrontando l'Europa (OCSE) con altre regioni prese in esame nell'ETP 2010, è evidente come il proseguimento dell'ETS dopo il 2012 continuerebbe a costituire un vincolo relativamente all'uso dei combustibili fossili. Il contributo del nucleare subirebbe a sua volta una diminuzione, dal 26% nel 2007 al 17% nel 2050. Chiaramente le tendenze in diminuzione fin qui delineate sono accompagnate da un aumento del contributo delle fonti rinnovabili, le quali giocherebbero un ruolo fondamentale nello scenario tendenziale e ancor di più nello scenario di accelerazione tecnologica.

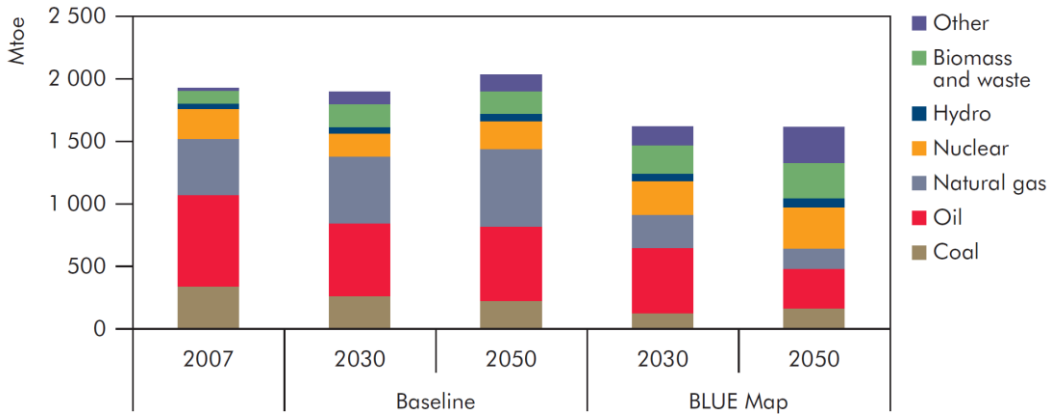
Secondo lo scenario BLUE Map la domanda totale di energia elettrica dovrebbe aumentare del 19% tra il 2007 e 2050. Il contributo dell'energia elettrica alla TPES aumenterebbe dal 19% nel 2007 fino al 27% nel 2050, trainata in particolare dagli usi finali nei settori residenziale e terziario e trasporti (rispettivamente pompe di calore e veicoli elettrici), essenziali per il raggiungimento della riduzione delle emissioni prevista dallo scenario BLUE Map. Il settore elettrico dovrebbe risultare quasi completamente decarbonizzato nel 2050: gli impianti con CCS da carbone, gas o biomassa costituirebbero il 19% della capacità, e la generazione da combustibili fossili senza CCS dovrebbe essere praticamente abbandonata, per quanto riguarda gli impianti a carbone, anche prima della fine della loro vita utile.

Il forte sviluppo delle fonti rinnovabili avvenuto in Europa nell'ultimo decennio è stato favorito dai diversi sistemi di incentivazione adottati nei vari Paesi e dalla politica dell'Unione Europea in materia di fonti rinnovabili che, attraverso la recente approvazione del pacchetto clima-energia (20-20-20), ha fissato per ogni Stato membro obiettivi vincolanti al 2020. Con riferimento al ruolo delle rinnovabili negli scenari considerati dal punto di vista della copertura del fabbisogno energetico e abbattimento delle emissioni di CO_2 nei Paesi OCSE europei, emergono importanti differenze tra il caso base e quello di accelerazione tecnologica.

Nell'anno di riferimento, il 2007, la quota di offerta di energia primaria coperta attraverso le rinnovabili corrisponde al 9% del totale. L'evoluzione tendenziale delineata nello scenario Baseline porterebbe invece nel 2050 questa quota a circa il doppio (18%) mentre lo scenario BLUE Map, grazie all'introduzione accelerata di tecnologie, consentirebbe di raggiungere un valore circa cinque volte più grande e pari al 40% dell'offerta totale di energia (Figura 1.11).

[22] Dal punto di vista geografico, i Paesi OCSE europei comprendono tutti gli Stati membri dell'Unione Europea più Islanda, Norvegia, Svizzera e Turchia.

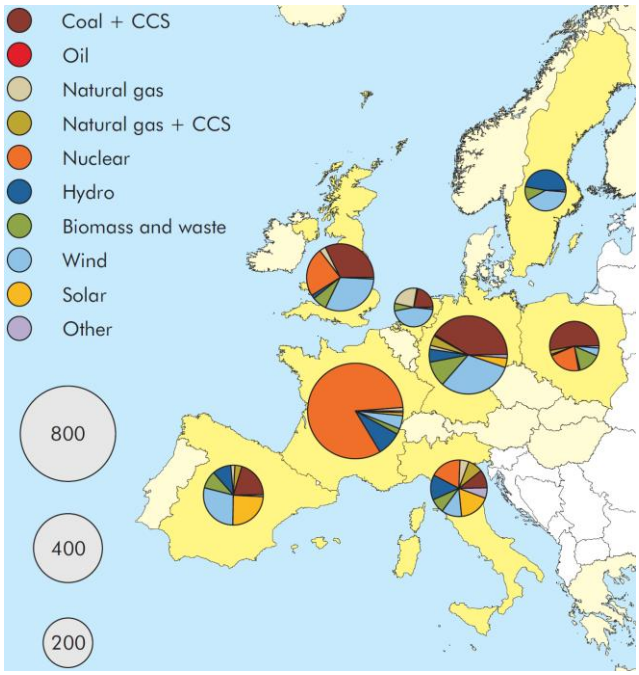
Figura 1.11: Offerta totale di energia primaria per fonte in Europa (OCSE)



Fonte: IEA – ETP 2010

Nel settore elettrico il peso delle fonti rinnovabili sulla produzione di energia elettrica totale crescerebbe dal 20% nel 2007 al 40% nel 2050 nello scenario Baseline e quasi triplicherebbe invece in quello BLUE Map (55%). In quest'ultimo scenario il settore elettrico, seppur con evidenti differenze da Paese a Paese nel mix di fonti utilizzate, risulta complessivamente dominato da tecnologie *low-carbon*. In Italia, ad esempio, si arriverebbe nel 2050 a una copertura del fabbisogno elettrico tramite rinnovabili del 60%, prevalentemente grazie, tra le "nuove" tecnologie, ad eolico e solare (Figura 1.12).

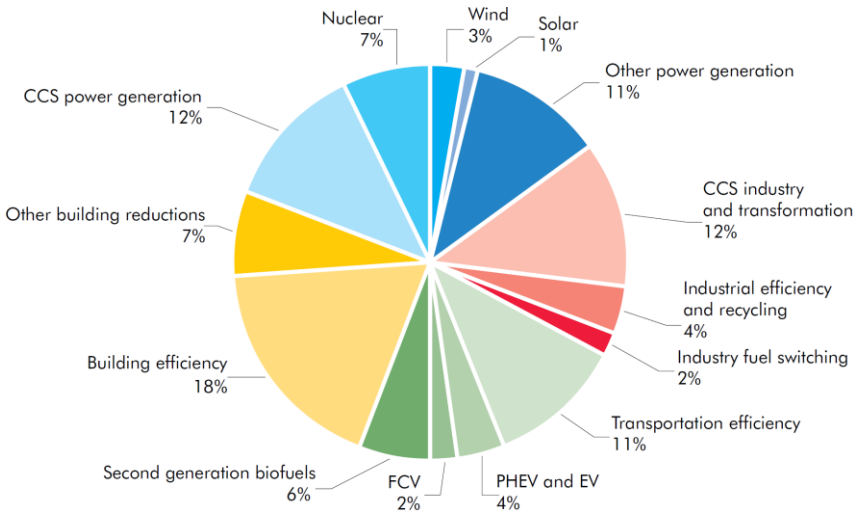
Figura 1.12: Produzione elettrica per fonte nei principali Paesi europei al 2050 nello Scenario BLUE Map



Fonte: IEA – ETP 2010

Il contributo delle rinnovabili alla riduzione totale delle emissioni (2,9 Gt) nel 2050 che si determinerebbe nello scenario di accelerazione tecnologica rispetto al caso tendenziale sarebbe del 21%, dopo quelli derivanti dall'efficienza negli usi finali dei combustibili e dell'elettricità e dalla tecnologia CCS, pari rispettivamente al 33% e al 24%. Nello scenario BLUE Map il contributo alla riduzione delle emissioni sarebbe chiaramente differenziato a seconda del settore e della tecnologia. I settori di consumo finale contribuiscono al 66% della riduzione, i trasporti al 23%, residenziale e terziario al 25%, industria e CCS nella trasformazione al 18% e il settore elettrico al 34% (Figura 1.13).

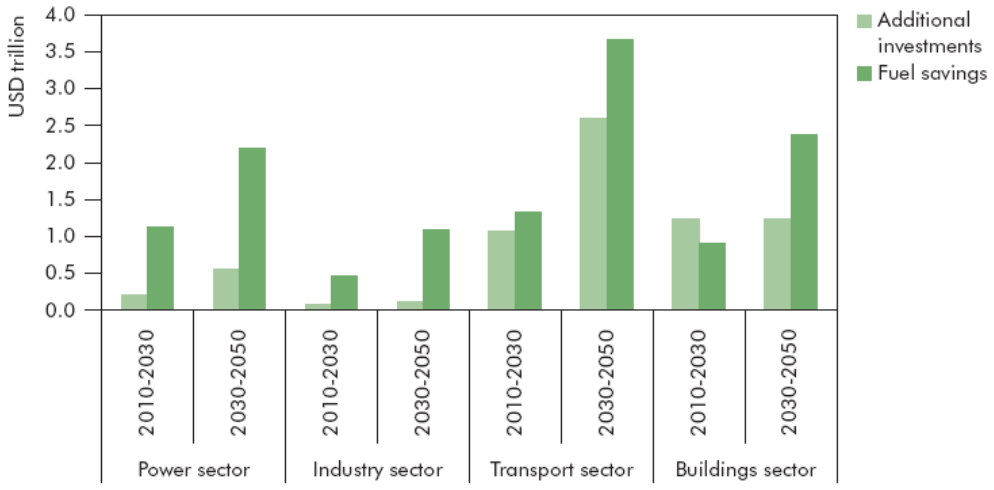
Figura 1.13: Riduzione delle emissioni di CO_2 per tecnologia nello scenario BLUE Map in Europa (OCSE) al 2050



Fonte: IEA – ETP 2010

L'abbattimento delle emissioni del ¾ rispetto al livello del 2007 entro il 2050 richiederebbe un investimento addizionale pari a 7,1 mila miliardi di dollari. Per la maggior parte esso dovrebbe essere realizzato nel settore trasporti (52%), in secondo luogo nel settore residenziale e terziario (35%) ed infine nel settore della generazione elettrica (11%). Tale investimento potrebbe essere più che compensato dal risparmio di combustibile dovuto all'uso più efficiente dell'energia (calcolato sulla base dei prezzi dei combustibili dello scenario BLUE Map), in particolare nel settore trasporti. Complessivamente, il risparmio di combustibile potrebbe assumere un valore pari a 13,1 mila miliardi di dollari (Figura 1.14).

Figura 1.14: Investimenti addizionali e risparmio energetico in Europa (OCSE) nello scenario BLUE Map



Fonte: IEA – ETP 2010

1.4 Le misure nazionali di riduzione delle emissioni e il rischio di *carbon leakage*

Il cambiamento climatico rappresenta un'esternalità ambientale di natura globale: tutti i Paesi, seppur in misura diversa, hanno prodotto e continuano a produrre emissioni di gas serra, e l'aumento delle concentrazioni di questi gas è tale da produrre effetti di variazione del clima (IPCC, 2007). Per garantire il successo delle politiche di lotta al cambiamento climatico, la soluzione ottimale sarebbe la presenza di un accordo internazionale e quindi di un unico prezzo del carbonio, in modo da poter realizzare l'abbattimento delle emissioni laddove esistono i costi marginali di abbattimento minori.

Un così elevato livello di cooperazione internazionale non è stato raggiunto in corrispondenza del vertice di Copenhagen, e attualmente le politiche di riduzione delle emissioni sono implementate unilateralmente, a livello di Unione Europea e di singoli Paesi membri o terzi.

L'implementazione di politiche di riduzione a livello unilaterale può determinare impatti sulla competitività di alcuni settori industriali, che sono esposti al rischio di *carbon leakage*. Da qui trae origine il dibattito in corso in alcuni Paesi – sostanzialmente UE e USA – relativamente all'introduzione di *carbon tariffs*, che impongano alle merci importate lo stesso costo del carbonio sostenuto dai settori industriali nazionali. Laddove è in vigore un sistema di scambio delle quote di emissione, come nell'Unione Europea, i Paesi esportatori dovrebbero comprare quote di emissione a copertura del contenuto in carbonio dei beni esportati. In un secondo momento, questi meccanismi potrebbero essere utilizzati unicamente come strumento sanzionatorio, e imposti alle esportazioni di quei Paesi che non soddisfano gli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni.

Se da un lato l'introduzione di *carbon tariffs* può costituire un incentivo per estendere le politiche nazionali di riduzione ad un maggiore numero di Paesi, dall'altro può rappresentare una fonte di ulteriori difficoltà nelle negoziazioni internazionali per la lotta al cambiamento climatico. È inoltre una questione aperta la compatibilità di tali misure con le regole del WTO. Un ulteriore svantaggio dell'introduzione di *carbon tariffs* risiede nei loro elevati costi amministrativi, legati alla complessità del calcolo del contenuto in carbonio di diversi beni o di uno stesso bene prodotto in Paesi diversi. Infine, le *carbon tariffs* rischiano di attenuare quel segnale di prezzo che invece deve rimanere visibile per i settori industriali *energy-intensive*, in modo da rendere competitive soluzioni tecnologiche ad alta efficienza e basso contenuto in carbonio.

Qui di seguito la questione del *carbon leakage* sarà analizzata concentrandosi sul sistema di *emission trading* europeo, pur essendo consapevoli dell'esistenza di altre politiche di riduzione delle emissioni, come il sistema di *emission trading* australiano o il Climate Bill statunitense.

Il pacchetto clima energia approvato a giugno 2009 creava le premesse per andare al di là dell'obiettivo del 20% di riduzione delle emissioni, nel caso in cui a Copenhagen fosse stato raggiunto un accordo vincolante. La quarta direttiva in esso contenuta appare qui di particolare interesse: essa rivede il sistema ETS comunitario introducendo tagli successivi delle quote dal 2013 al 2020, che consentiranno di ridurre le emissioni del 21% rispetto ai livelli del 2005. Nel terzo periodo dell'ETS le quote saranno interamente messe all'asta, ad eccezione di quelle da assegnare ai settori esposti a rischio di *carbon leakage*, le quali saranno allocate gratuitamente. Un'alternativa potrebbe essere rappresentata dall'introduzione dell'obbligo di acquisto di quote a copertura delle emissioni di alcuni beni importati: quest'ipotesi è attualmente presa in considerazione anche dagli USA nell'elaborazione delle proprie politiche di riduzione, ma chiaramente alcune economie emergenti mostrano perplessità al riguardo.

Secondo un recente documento della Commissione Europea[23] l'Accordo di Copenhagen riduce il rischio di *carbon leakage* per i settori *energy-intensive* europei, e l'adozione di un obiettivo di riduzione del 30% non produrrebbe impatti significativi sulla loro competitività grazie all'adeguatezza delle attuali misure, rappresentate da allocazione gratuita, uso di crediti internazionali e compensazione finanziaria. Si sottolinea inoltre la non compatibilità di misure commerciali come *carbon tariffs* con l'allocazione gratuita, in quanto esse permetterebbero alle aziende europee di trasferire ai consumatori eventuali costi dovuti alle politiche di riduzione.

Secondo lo Staff Working Document della Commissione Europea il costo di una riduzione del 20% dei gas serra nel contesto del pacchetto clima-energia era di 70 miliardi di euro nel 2008, e ad oggi il raggiungimento dello stesso obiettivo risulta meno costoso di un terzo, mostrando come il 30% di riduzione sia un target raggiungibile a costi non troppo elevati. Un obiettivo del 30% inoltre manterrebbe il prezzo della CO_2 a un livello tale da costituire un incentivo per lo sviluppo delle FER.

[23] Commission Staff Working Document accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions "Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage".

Se si guarda all'attuale struttura del mercato interno europeo dell'energia elettrica, si nota infatti che il supporto esistente per le fonti rinnovabili trova ragione nell'assenza/inadeguatezza di meccanismi di internalizzazione del costo ambientale delle emissioni di gas serra. Nell'ipotesi di introduzione di una *carbon tax* a livello europeo, e di rimozione dei sussidi presenti sui combustibili fossili e sull'energia nucleare, la competitività delle tecnologie FER aumenterebbe in maniera notevole.

Box 1.2 - Ipotesi di carbon tax

L'introduzione di una tassazione del carbonio può assicurare che i segnali di prezzo già presenti attraverso il mercato delle quote siano rafforzati: chiaramente, ciò è di importanza chiave per quei settori non direttamente coinvolti nell'ETS.

Diversi Paesi europei del Nord Europa hanno già in vigore dai primi anni '90 una tassazione del carbonio contenuto nei beni. In Francia a settembre 2009 avrebbe dovuto essere introdotta una *carbon tax*, ad un valore inizialmente previsto pari a 32 euro per tonnellata di CO_2, successivamente fissato a 17 euro per tonnellata di CO_2 e da aumentare gradualmente fino al 2030. La *carbon tax* francese avrebbe dovuto essere pagata dai consumatori industriali e domestici, e per questi ultimi era prevista la possibilità di ricevere una compensazione. A dicembre 2009 la proposta è stata rigettata dalla Corte Costituzionale in quanto le numerose esenzioni la rendevano inadeguata al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni inizialmente previsti.

A livello europeo, il Commission Staff Working Paper "Innovative financing at global level" prende in considerazione la *carbon tax* come possibile strumento complementare all'ETS: un livello armonizzato di tassazione del carbonio tra Paesi membri consentirebbe la fissazione del prezzo della CO_2 coerentemente con l'ETS in tutti i settori. Le emissioni di agricoltura, servizi e trasporti, settori non coperti dall'ETS, potrebbero quindi essere regolate e ridotte attraverso l'introduzione di una *carbon tax*, applicabile anche al consumo domestico.

A fine giugno 2010 la Commissione Europea ha iniziato le consultazioni per l'introduzione di soglie minime per la tassazione del carbonio, anche se ancora non è chiaro se il processo terminerà con una proposta formale. La modifica della legislazione esistente in quest'ambito richiede l'unanimità dei Paesi membri, e Gran Bretagna e Irlanda sembrano essere contrarie all'implementazione di una *carbon tax* a livello europeo. Anche nella stessa Commissione sono presenti divisioni interne, principalmente dovute ai possibili effetti negativi sulla competitività dell'industria europea.

1.4.1 Simulazioni con il modello GTAP-E

Si introduce una simulazione di politica energetico-ambientale effettuata con una nuova versione del modello computazionale di equilibrio economico generale GTAP-E (*Global Trade Analysis Project - Energy*), denominata GTAP EIR[24]. Il modello è stato modificato in funzione delle esigenze dell'analisi e aggiornato con l'ultima versione della base dati GTAP disponibile (base dati costituita da una *Social Accounting Matrix* – SAM dell'economia mondiale, prodotta dal consorzio GTAP).

Viene in particolare simulato il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO_2 del Protocollo di Kyoto da parte dei Paesi dell'Annex I soggetti all'obbligo di riduzione e analizzati i potenziali effetti di *carbon leakage* sul sistema economico internazionale nonché possibili politiche di mitigazione di tale fenomeno.

L'interesse nella simulazione di tale politica risiede nell'analisi degli effetti di un accordo internazionale di riduzione delle emissioni, ad oggi solo per alcuni Paesi sottoscrittori vincolante, sul sistema economico internazionale con riferimento ad uno scenario di *Baseline* globale al 2012.

[24] Il modello, e le simulazioni qui presentate, sono stati realizzati in collaborazione con l'Istituto Nazionale di Economia Agraria (INEA), il Dipartimento di Economia dell'Università degli Studi Roma Tre, e l'Università del Molise, nell'ambito della Convenzione "Analisi Integrata delle Politiche Energetiche".

Box 1.3 – Il modello GTAP

Il modello **GTAP** (*Global Trade Analysis Project*, R. Hertel, 1997*),* è un modello statico di equilibrio economico generale frutto di un consorzio di istituzioni internazionali coordinato dalla Purdue University, Indiana-USA, che rappresenta l'economia globale, grazie alla Base Dati GTAP caratterizzata da 112 regioni e 57 settori, inizialmente finalizzato a modellare politiche internazionali di scambio commerciale.

Il modello **GTAP-E** (J.M Burniaux, T.P. Truong, *GTAP-E: An Energy-Environmental Version of the GTAP Model*, GTAP Technical Paper n.16, 2002), basato sulla versione standard del modello GTAP e finalizzato a modellare politiche energetiche-ambientali, è caratterizzato da una funzione di produzione con sostituibilità tra gli input intermedi energetici e da un approccio di tipo *bottom-up* nel calcolo delle emissioni di CO_2.

Il modello **GTAP Dynamic** (E. Ianchovichina, Robert McDougall, *Structure of Dynamic GTAP*, GTAP Technical Paper No. 17, 2000) è invece una versione dinamico-ricorsivo di equilibrio economico generale. Viene infatti introdotta la possibilità di mobilità internazionale dei capitali, una funzione di accumulazione del capitale e aspettative adattive degli investimenti.

Il modello GTAP e la base dati sono stati recentemente modificati ed estesi al fine modellare ulteriori aspetti di politica internazionale quali i biocombustibili, l'uso della terra, i flussi di immigrazione e la povertà.

Il modello GTAP-EIR è stato costruito in linea con l'ultimo aggiornamento del modello GTAP-E disponibile (R. McDougall and A. Golub, *GTAP-E: A Revised Energy-Environmental Version of the GTAP Model*, GTAP Research Memorandum n.15, 2007).

Dopo aver aggiornato le principali elasticità di sostituzione tra i beni energetici e allineato il livello di emissioni storiche in linea con i dati EIA-DOE, è stata creata una nuova *Baseline* al 2012, attraverso un processo di calibrazione del modello correlato alla stima delle emissioni future e mediante *shocks* delle variabili macroeconomiche PIL, popolazione e forza lavoro in linea con le stime del Fondo Monetario Internazionale per il 2012.

La disaggregazione regionale, 21 regioni, considera i Paesi Annex I soggetti all'obbligo di riduzione di emissioni nonché le principali economie mondiali emergenti. La disaggregazione settoriale invece, 21 settori, rispecchia i principali settori ad alta intensità energetica e gli altri settori manifatturieri maggiormente responsabili di emissioni di anidride carbonica.

È stato pertanto possibile valutare la dimensione del *carbon leakage*, in termini di incremento di emissione nei Paesi No Annex I (Tabella 1.1), a seguito del raggiungimento degli obiettivi di Kyoto da parte dei Paesi Annex I.

Un primo scenario ha calcolato per ciascun Paese Annex I il costo marginale di riduzione delle emissioni, in termini di *carbon tax* necessaria per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione di emissioni previsti dal Protocollo di Kyoto (Kyoto senza *emission trading,* **KNT**).

Un secondo scenario prevede, invece, la possibilità di scambio di titoli di emissione tra i Paesi dell'Annex I (AAUs, *Assigned Amount Units* - permessi di emissione allocati fra i Paesi firmatari del Protocollo di Kyoto tenendo conto delle emissioni storiche al 1990 e dell'impegno di riduzione preso), e quindi il calcolo di un'unica *carbon tax* valida per tutti i Paesi dell'Annex I (Kyoto con *emission trading* Annex I, **KT**). Appurata la presenza di *carbon leakage*, sono state simulate possibili politiche di mitigazione. In particolare, è stato previsto uno scenario "Kyoto con emission trading Annex I e *carbon tariff*" (**KT+Ct**) tra i Paesi Annex I e No Annex I, ottenuto mediante l'introduzione combinata dello scambio di titoli di emissione nei Paesi Annex I (per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto) e di una *carbon tariff* sulle importazioni dei Paesi Annex I dai Paesi No Annex I, differenziata per settore e omogenea per Paese No Annex I, in linea con la regolamentazione WTO e ad un livello tale da annullare il *carbon leakage*.

È stato simulato infine uno scenario "Kyoto con *emission trading* globale" (**KTW**) che prevede il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto per i Paesi Annex I e un vincolo per i Paesi No Annex I a mantenere stabili le proprie emissioni, annullando così il *carbon leakage*. In questo scenario i Paesi No Annex I partecipano alla lotta al cambiamento climatico rispettando il vincolo di mantenere invariate le proprie emissioni al livello del 2012. L'implementazione dell'*emission trading* globale consentirebbe di ridurre le emissioni nei Paesi dove il costo marginale è minore fino ad arrivare ad una equalizzazione del costo marginale di riduzione tra tutti i Paesi partecipanti.

Tabella 1.1: Riduzione del livello di emissione (%)

	Obiettivi Protocollo di Kyoto (% anno base,1990)	**KNT**	**KT**	**KT+Ct**	**KTW**
Paesi Annex I					
UE	92	-8,74	-13,31	-12,22	-4,82
Croazia	95	-9,16	-8,73	-7,21	-1,96
USA	93	-29,91	-20,96	-21,27	-8,78
Canada	94	-41,94	-18,32	-18,30	-7,37
Giappone	94	-16,33	-11,87	-11,12	-3,85
Australia	108	-16,49	-24,01	-25,03	-10,92
Nuova Zelanda	100	-36,03	-15,96	-15,07	-5,97
Svizzera	92	-8,30	-11,21	-8,48	-2,19
Norvegia	101	-62,13	-12,24	-13,85	-4,46
Russia e Ucraina	100	2,69	-27,32	-28,82	-11,46
Bielorussia	100	1,63	-12,79	-12,60	-4,96
Paesi No Annex I					
Resto dell'Europa		2,26	3,62	-1,22	-5,62
Paesi esportatori di energia materie prime energetiche		3,96	4,39	0,33	-8,71
Sudafrica		5,88	6,82	0,68	-24,98
Messico		2,39	1,91	-5,57	-4,73
Brasile		2,34	2,29	-0,36	-4,77
Cina		1,41	1,18	0,10	-16,50
India		1,66	1,66	-0,19	-11,36
Resto dell'Asia		2,94	2,91	-0,61	-5,41
Resto dell'Africa		2,80	2,99	-1,18	-5,53
Resto dell'America		3,77	4,13	-1,53	-5,47
Mondo		**-8,10**	**-8,26**	**-9,66**	**-9,55**

Fonte: elaborazione ENEA

Nello scenario Kyoto con *emission trading* Annex I si evidenzia una più efficiente riallocazione degli oneri di riduzione delle emissioni tra i Paesi Annex I (Tabella 1.1). Nello specifico, alcuni Paesi Annex I, come USA e Giappone, risulterebbero compratori di permessi di emissione, in quanto la loro riduzione di emissioni risulterebbe inferiore rispetto all'obiettivo nazionale posto dal Protocollo di Kyoto e a copertura delle emissioni in eccesso dovrebbero acquistare permessi sul mercato. Al contrario, Australia, e in minor misura UE, venditori. Russia e Ucraina e Bielorussia nello scenario con *emission trading* Annex I partecipano in maniera consistente alla riduzione delle emissioni attraverso la vendita di quote di emissione.

In tale scenario *emission trading*, per ciò che concerne i Paesi No Annex I, invece, si osservano incrementi maggiori delle emissioni rispetto allo scenario senza *emission trading* per alcuni aggregati quali Resto dell'Europa, Paesi esportatori di energia e Sudafrica. Per Paesi come Cina, India e Brasile, gli aumenti di emissione rimangono praticamente stabili tra i due scenari.

In particolare, negli scenari Kyoto senza *emission trading* e Kyoto con *emission trading* Annex I il tasso di *carbon leakage* (Carbon Leakage Rate, CLR) come di seguito calcolato

$$CLR = \frac{\Delta Emissioni\ No\ Annex\ I}{|\Delta Emissioni\ Annex\ I|} \times 100$$

ha assunto un valore pari a circa il 13% in entrambi i casi.

Il *carbon leakage* può essere dovuto a diverse cause:

- un effetto di delocalizzazione delle industrie *energy-intensive* dai Paesi Annex I ai Paesi No Annex I;
- una perdita di competitività di alcuni settori industriali nei Paesi Annex I e un conseguente aumento delle importazioni provenienti dai Paesi No Annex I[25];
- un effetto sostituzione indotto dal prezzo mondiale delle materie prime.

In particolare, secondo l'effetto sostituzione la riduzione dei consumi delle fonti fossili indotta nei Paesi Annex I dalle politiche unilaterali di riduzione delle emissioni determina una caduta dei prezzi delle materie prime energetiche a livello mondiale, che stimola la domanda dei Paesi No Annex I, dove simili politiche ambientali non sono implementate. Un'analisi dei risultati relativi ai prezzi di carbone e petrolio a livello mondiale indica che tali prezzi subiscono consistenti riduzioni con l'implementazione degli obiettivi di riduzione delle emissioni, dell'ordine rispettivamente del -10% e -8% in entrambi gli scenari analizzati. A ulteriore conferma di questo effetto, le emissioni dei Paesi esportatori di materie prime energetiche subiscono un consistente aumento, ancora più rilevante se associato all'elevato valore assoluto di partenza, secondo solo alla Cina tra i Paesi No Annex I.

Altri Paesi per i quali nello scenario con *emission trading* Annex I si osserva un rilevante effetto di *carbon leakage* si trovano nelle vicinanze geografiche dell'UE e degli USA – Paesi Annex I che si fanno carico di una significativa riduzione delle emissioni – e sono rappresentati da Resto dell'Europa e dell'America. Si può quindi parlare di *carbon leakage* dovuto a delocalizzazione produttiva, in particolare per l'Unione Europea verso i Paesi dell'Est Europeo.

Analizzando lo scenario Kyoto con *carbon tariff* emerge come quasi tutti i Paesi No Annex I ridurrebbero le proprie emissioni rispetto allo scenario di *emission trading* Annex I a causa dell'imposizione della tariffa. Contrazioni delle emissioni possono essere osservate in Messico e negli aggregati Resto dell'Africa e dell'America, e in minor misura nel Resto dell'Asia e Brasile. Per la Cina le emissioni subiscono una diminuzione più contenuta, indotta dalla penalizzazione della produzione dei settori *energy-intensive*, di rilevante importanza nelle esportazioni totali. Si osserva infine come i Paesi esportatori di materie prime energetiche riducano fortemente le proprie emissioni, a causa della diminuzione di domanda di materie prime energetiche da parte degli altri Paesi No Kyoto determinata dall'imposizione della tariffa.

Nell'ultimo scenario, Kyoto con *emission trading* globale, si evidenzia invece una riallocazione dell'onere di riduzione tra tutti i Paesi, e sono particolarmente evidenti le maggiori opportunità di abbattimento presenti in Cina e India, le quali si farebbero carico delle maggiori riduzioni di emissioni insieme al Sudafrica. Questo scenario risulta essere preferibile in quanto consentirebbe di realizzare una riduzione di emissioni elevata, praticamente analoga allo scenario Kyoto con *carbon tariff*, allocando gli sforzi di riduzione con una maggiore efficienza secondo il criterio del costo marginale di abbattimento.

[25] Un aumento della domanda di importazioni di beni *energy-intensive* provenienti dai Paesi No Annex I – la cui competitività è maggiore grazie all'assenza dei costi aggiuntivi determinati dal mercato delle quote di emissione – rischia di vanificare gli sforzi di riduzione delle emissioni da parte dei Paesi Annex I. Inoltre il contenuto in carbonio di queste importazioni potrebbe essere più elevato rispetto a quello degli stessi beni prodotti nei confini nazionali.
Questi aspetti sono presi in esame nello scenario Kyoto con *carbon tariff* mediante l'introduzione della tariffa alle importazioni provenienti dai Paesi No Annex I.

Tabella 1.2: Effetti sul Prodotto Interno Lordo (%)

	KNT	KT	KT+Ct	KTW
Paesi Annex I				
UE	-0,11	-0,25	-0,47	-0,03
Croazia	-0,52	-0,42	-0,85	0,01
USA	-0,62	-0,35	-0,66	-0,09
Canada	-1,81	-0,47	-0,73	-0,11
Giappone	-0,26	-0,17	-0,38	-0,02
Australia	-0,19	-0,38	-0,87	-0,11
Nuova Zelanda	-0,85	-0,22	-0,65	-0,04
Svizzera	-0,12	-0,18	-0,46	-0,02
Norvegia	-4,00	-0,23	-0,40	-0,06
Russia e Ucraina	-0,20	-2,14	-3,38	-0,59
Bielorussia	0,57	2,49	2,45	1,20
Paesi No Annex I				
Resto dell'Europa	0,12	0,13	-0,35	-0,09
Paesi esportatori di materie prime energetiche	0,02	0,01	-0,45	-0,28
Sudafrica	0,05	0,04	-0,14	-0,31
Messico	-0,23	-0,17	-2,00	-0,37
Brasile	0,04	0,04	-0,30	-0,06
Cina	-0,01	-0,01	-0,29	-0,19
India	0,06	0,06	-0,15	-0,17
Resto dell'Asia	0,09	0,08	-0,37	-0,06
Resto dell'Africa	-0,01	-0,01	-0,87	-0,07
Resto dell'America	0,02	0,05	-0,37	-0,10

Fonte: elaborazione ENEA

La Tabella 1.2 contiene le variazioni del Prodotto Interno Lordo (PIL) ottenute nei diversi scenari. Nello scenario Kyoto senza *emission trading* e con *emission trading* le variazioni di PIL ottenute per i Paesi Annex I sono in linea con la riallocazione degli sforzi di riduzione delle emissioni.

Lo scenario Kyoto con *carbon tariff* produce un impatto negativo sul PIL dei Paesi No Annex I, con una maggiore penalizzazione de Messico e Paesi esportatori di energia (probabilmente a causa del calo dei prezzi delle materie prime energetiche descritto in precedenza), insieme a Resto dell'Africa. Per la Cina e l'India si osserva una diminuzione ma di minore entità, in quanto probabilmente il PIL continua ad essere sostenuto dall'elevata domanda domestica.

Lo scenario Kyoto con *emission trading* globale risulta essere più efficiente rispetto allo scenario Kyoto con *carbon tariff* perché gli impatti sono distribuiti tra un maggior numero di Paesi e di minore entità, in linea con quanto osservato per gli sforzi di riduzione delle emissioni.

Di seguito saranno analizzati gli impatti sulla competitività nazionale di alcuni Paesi prodotti dagli scenari Kyoto con *emission trading* Annex I, con *carbon tariff* e con *emission trading* globale, utilizzando come *proxy* la quantità prodotta dai principali settori *energy-intensive* (Tabella 1.3), nonché l'impatto sul commercio internazionale causato da tutti gli scenari di simulazione ipotizzati (Tabella 1.4).

Tabella1.3: Effetti sulla produzione nazionale (%)

	KT				KT+Ct				KTW			
	UE	**USA**	**CINA**	**INDIA**	**UE**	**USA**	**CINA**	**INDIA**	**UE**	**USA**	**CINA**	**INDIA**
Minerario	-1,17	-1,31	0,63	1,18	2,12	1,93	0,30	0,88	0,28	-0,03	-0,85	-3,03
Chimico	-0,13	-1,74	0,31	1,31	4,32	-1,15	-0,16	-5,26	0,99	-0,19	-1,77	-0,62
Metallurgico	-0,36	-0,63	1,25	1,50	4,34	2,44	-0,92	-0,12	0,83	0,46	-1,20	-2,26
Cartario	-0,40	-0,55	0,07	0,32	-0,18	-0,26	-2,03	2,68	-0,19	-0,14	-0,45	-1,19
Tessile	-0,73	-0,62	-0,38	-0,06	0,06	-1,96	1,58	-2,28	-0,77	-0,80	-0,08	0,23

Fonte: elaborazione ENEA

La Tabella 1.3 consente di sviluppare diverse osservazioni per i Paesi Annex I e No Annex I.

Nel caso dei Paesi Annex I (in grigio per facilitare la lettura), il primo scenario Kyoto con *emission trading* Annex I produce per la quasi totalità dei settori *energy-intensive* di USA ed UE impatti negativi rilevanti, i quali giustificano l'opzione di *policy* rappresentata dall'introduzione di una *carbon tariff* per annullare il *carbon leakage* e salvaguardare la competitività nazionale. Gli impatti negativi sulla produzione settoriale sono infatti quasi del tutto attenuati o eliminati nello scenario Kyoto con *carbon tariff*.

Lo scenario con *emission trading* globale infine interviene ridimensionando i guadagni di competitività generati per i Paesi Annex I dall'introduzione della tariffa, producendo degli impatti negativi che risultano però essere di minore entità rispetto allo scenario Kyoto con *emission trading* Annex I.

Nel caso dei Paesi No Annex I, i guadagni di competitività ottenuti nello scenario Kyoto con *emission trading* Annex I sono quasi per intero annullati dall'introduzione della tariffa. I settori per cui si osserva un aumento della produzione anche in presenza di tariffa sono probabilmente maggiormente trainati dalla domanda domestica che da quella di esportazioni, in particolare nel caso della Cina.

In India appaiono maggiormente penalizzati i settori chimico e tessile. Lo scenario Kyoto con *emission trading* globale determina una redistribuzione degli sforzi di riduzione tra settori, continuando a generare un effetto abbastanza generale di contrazione della produzione domestica.

I Paesi Resto dell'America, dell'Asia e dell'Europa (non riportati in tabella) mostrano variazioni settoriali coerenti con un aumento della produzione nello scenario Kyoto con *emission trading* Annex I, una forte penalizzazione nello scenario Kyoto con *carbon tariff* e impatti negativi più contenuti nello scenario Kyoto con *emission trading* globale.

Per ciò che concerne gli impatti sulla competitività internazionale, le esportazioni di ciascuna regione negli scenari Kyoto senza *emission trading* e con *emission trading* sono in linea con quanto osservato per l'andamento del PIL. I maggiori effetti sullo scambio internazionale si evidenziano nello scenario Kyoto con *carbon tariff*, in cui il protezionismo legato all'introduzione della tariffa determina una diminuzione generale dei flussi commerciali.

Tabella 1.4: Effetti sullo scambio internazionale (esportazioni, %)

	KNT	KT	KT+Ct	KTW
Paesi Annex I				
UE	-0,55	-1,11	-4,51	-0,32
Croazia	-1,21	-1,10	-2,00	-0,06
USA	-3,42	-0,81	-18,33	-0,83
Canada	-1,49	1,16	-0,50	-0,04
Giappone	-2,38	-1,62	-17,09	-1,12
Australia	-0,21	-1,53	-11,66	0,34
Nuova Zelanda	-2,99	-0,64	-5,21	-0,51
Svizzera	-0,66	-0,97	-3,67	-0,42
Norvegia	-4,52	2,81	1,79	1,51
Russia e Ucraina	0,96	-9,78	-15,78	-0,83
Bielorussia	-2,25	-11,26	-13,16	-4,68
Paesi No Annex I				
Resto dell'Europa	0,16	0,08	-15,01	-0,93
Paesi esportatori di materie prime energetiche	2,46	2,45	0,03	1,50
Sudafrica	0,27	0,38	-6,57	-1,04
Messico	0,07	0,23	-14,51	-0,38
Brasile	-0,10	-0,17	-3,06	-1,27
Cina	-0,46	-0,50	-3,77	-0,44
India	0,61	0,56	-10,93	-1,95
Resto dell'Asia	-0,25	-0,27	-4,72	-1,04
Resto dell'Africa	0,57	0,69	-9,17	-0,09
Resto dell'America	0,33	0,46	-8,79	-1,05

Fonte: elaborazione ENEA

Tra i Paesi No Annex I, la riduzione delle esportazioni è particolarmente rilevante in Resto dell'Europa, Messico e India. Anche per la Cina si osserva un impatto negativo abbastanza pronunciato, soprattutto considerando l'elevato ammontare iniziale delle esportazioni del manifatturiero di tale Paese. In particolare, tali diminuzioni delle esportazioni osservate per la Cina e l'India sono da imputarsi principalmente ad una forte contrazione dei flussi di esportazione dei settori *energy-intensive* verso i Paesi Annex I, in particolare rappresentati da USA, UE e Giappone.

La contrazione delle esportazioni osservabile per i Paesi Annex I è probabilmente da imputare ad aumento della domanda ricollegabile al mercato domestico, effetto particolarmente evidente nel caso di USA e Giappone e connesso alla diminuzione delle importazioni dai No Annex I.

In conclusione, un confronto dei diversi scenari mostra come per i Paesi Annex I – in particolare USA e UE – sia preferibile uno scenario con *carbon tariff*, chiaramente più sfavorevole per i Paesi No Annex I. Lo scenario con *emission trading* globale sembrerebbe invece essere la soluzione preferibile a livello globale, in quanto consentirebbe il raggiungimento di un analogo livello di riduzione di emissioni a livello mondiale rispetto allo scenario con *carbon tariff*, ma con una riallocazione più efficiente degli sforzi di riduzione fino ad eguagliare il costo marginale di abbattimento. Le contrazioni delle esportazioni sono minori e appaiono maggiormente distribuite, così come gli impatti sul PIL.

Ciononostante, la sostenibilità e soprattutto l'equità di tale redistribuzione rimangono una questione aperta e sicuramente di portata chiave nelle negoziazioni internazionali.

Il caso studio qui brevemente presentato desidera mostrare le potenzialità di un modello di equilibrio generale come il GTAP-EIR nel simulare politiche di diversa natura, nel nostro caso energetica e commerciale, e nel valutarne gli impatti sulle diverse economie mondiali e settori industriali. Gli obiettivi di Kyoto possono essere infatti conseguiti attraverso una molteplicità di opzioni di intervento, i risultati del modello potrebbero perciò fornire utili suggerimenti sulla fattibilità e accettabilità di alcune tra esse. Poiché numerose difficoltà sono state finora riscontrate nel raggiungimento di un accordo di cooperazione per l'implementazione dell'*emission trading* globale, potrebbe essere valutata l'introduzione di misure unilaterali come la *carbon tariff*, il cui gettito potrebbe essere impiegato per compensare gli effetti negativi sul PIL e la competitività dei Paesi No Kyoto, oppure per creare fondi indipendenti per la ricerca in energie pulite[26].

È di notevole interesse evidenziare infine come le tematiche affrontate nella presente analisi si collochino al centro del dibattito internazionale. Recenti lavori presentati all'International Energy Workshop 2010 mostrano ad esempio come impegni di riduzione vincolanti da parte dei Paesi No Annex I siano fondamentali per il contenimento dell'aumento di temperatura entro i 2 gradi Celsius[27]. In particolare, Kypreos e Tosato (2010) sottolineano l'importanza di affiancare il trasferimento tecnologico agli impegni di riduzione delle emissioni, così come evidenziato anche dall'Accordo di Copenhagen. In questo contesto, se la cooperazione tecnologica tra Paesi industrializzati e in via di sviluppo non dovesse raggiungere risultati soddisfacenti, l'introduzione di una *carbon tariff* potrebbe avere un ruolo rilevante, in quanto il suo gettito potrebbe essere utilizzato per finanziare un fondo di investimento (nello specifico il *Copenhagen Green Climate Fund*, CGCF) per lo sviluppo e il trasferimento nei Paesi in via di sviluppo di tecnologie a basso contenuto di carbonio.

[26] Gros, D. (2009) "*A border tax to protect the global environment?"* Brussels: Centre for European Policy Studies (CEPS).
[27] Nordhaus, W. (2010) "Economic Aspects of Global Warming in a Post-Copenhagen Environment".
Kypreos, S., Tosato, G. (2010) "From the Copenhagen Accord to Efficient Technology Protocols".

2 CAMBIAMENTO CLIMATICO: IL DIBATTITO SCIENTIFICO E LE POLITICHE DI INTERVENTO DOPO COPENHAGEN

2.1 Cambiamenti climatici: le ultime evidenze scientifiche

Nel corso degli ultimi anni il trend planetario del riscaldamento globale è continuato senza mostrare segni di rallentamento, evidenziando al contrario una significativa accelerazione confermata anche dalla piena convergenza dei diversi parametri fisici utilizzati per monitorarlo[28].

In molti casi le previsioni elaborate nei modelli, anche i più recenti come quelli contenuti ed utilizzati nell'ultimo *Fourth Annual Report* (AR4) *dell'Intergovernmental Panel of Climate Change* (IPCC) si sono rivelate errate per difetto.

Per quanto riguarda le temperature, tutte le decadi che è possibile arbitrariamente scegliere tra il 1990 e il 2008 hanno mostrato incrementi medi compresi tra 0,17 e 0,34 °C (l'ultima, 1999-2008, una variazione di 0,19 °C). Su archi temporali pari o inferiori, fenomeni contingenti e collaterali hanno mostrato di poter compensare (o incrementare) gli effetti basali dovuti esclusivamente alle attività antropogeniche. Ad esempio, il fenomeno del Niño – la corrente oceanica che si origina nel Golfo del Messico – presentatosi più volte negli ultimi anni, contribuisce in media al riscaldamento per circa 0,2 °C. Viceversa, la ridotta attività delle macchie solari (che attualmente risulta ai minimi) determina un effetto di raffreddamento per circa 0,1 °C. Si tratta tuttavia, in ogni caso, di fenomeni che apportano al trend una variabilità di breve periodo che continua a restare pienamente compatibile – e dunque coerente – con la persistenza di fondo di una crescita del *global warming* di origine antropogenica, pertanto non può costituire un valido fondamento scientifico alle tesi negazionistiche che ultimamente hanno ripreso vigore. A tal proposito risulta significativo il fatto che, nonostante la particolare intensità assunta dai possibili fattori di contrasto in questi ultimi 2-3 anni (come ad esempio la menzionata luminosità solare sui livelli pressoché minimi del suo ciclo), le temperature abbiano comunque fatto segnare nella maggior parte dei casi nuovi record (v. oltre), inducendo quindi a ritenere che, al netto di quei fattori, il trend di fondo si sarebbe semmai confermato in modo ancora più marcato.

I dati del NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*) relativi agli anni più recenti ed i cui ultimi aggiornamenti arrivano a coprire il mese di agosto 2010, mostrano in modo oggettivo ed inequivocabile il trend del processo di *global warming*.

L'insieme dei due primi quadrimestri del 2010 è stato il più caldo mai registrato sia come media globale planetaria (comprensiva di terre emerse ed oceani); sia come media continentale complessiva; sia come media continentale dell'emisfero nord, superando i precedenti record risalenti, rispettivamente, al 2002 (media globale) e al 2007 (medie continentali). Per quanto riguarda invece il riscaldamento della sola superficie oceanica e quello continentale dell'emisfero sud, il periodo gennaio-agosto è risultato il secondo più caldo di sempre dopo l'ultimo record che risale, in entrambi i casi, al 1998.

Per quanto concerne i dati stagionali, a livello globale si evidenzia il nuovo record per la primavera (superiore di 0,73 °C alla media secolare del XX secolo) e quello per l'estate, al secondo posto dopo quello del 1998 (superiore di 0,64 °C alla media secolare). La stagione estiva è stata tuttavia anch'essa la più calda in assoluto relativamente alle aree continentali, sia a livello globale (record precedente nel 2008) sia nel solo emisfero nord (record precedente nel 2005).

In termini di statistiche mensili, l'ultimo dato rilevato (agosto 2010) si colloca a 0,6 °C sopra la media secolare dei mesi di agosto, terzo maggior livello di sempre a livello complessivo; analogamente ai dati stagionali esso evidenzia in particolare, disaggregandolo, una maggior

[28] Sono molteplici le rilevazioni scientifiche a conferma del trend. Per un compendio v. in particolare *The Copenhagen Diagnosis: Updating the World on the la test Climate Science.* I. Allison, N.L. Bindoff, R. A. Bindschadler, P. M. Cox, N. de Noblet, M. H. England, J. E. Francis, N. Gruber, A. M. Haywood, D. J. Karoly, G. Caser, C. Le Quèrè, T. M. Lenton, M. E. Mann, B. I. McNeil, A. J. Pitman, S. Rahmstorf, E. Rignot, H. J. Schellnhuber, S. H. Schneider, S. C. Sherwood, R.C.J. Somerville, K. Steffen, E. J. Steig, M. Visbek, A. J. Weaver. The University of New South Wales Climate Change Research Centre (CCRC), Sidney, Australia.

concentrazione del riscaldamento nelle aree continentali e, nell'ambito di queste, nell'emisfero nord. Le aree continentali hanno infatti registrato la seconda maggior temperatura media di sempre (contro la sesta degli oceani); mentre in quelle dell'emisfero nord si è avuto il nuovo record dal 1880 (superando il precedente del 2003) nell'emisfero sud la temperatura ha raggiunto solo il 22° posto da quando viene misurata. Analoghe differenze si riscontrano tra nord e sud per quanto riguarda le temperature oceaniche (rispettivamente quarto e nono posto nella classificazione storica).

Le temperature medie superficiali degli oceani, dopo aver aggiornato nel 2009 i nuovi record per tre mesi consecutivi (giugno, luglio, agosto), hanno fatto registrare nel 2010 il secondo livello mai raggiunto dal 1880 (il record relativo ai singoli emisferi risale al maggio 2005 per l'emisfero Nord e al maggio 1998 per quello Sud).

Le aree geografiche più sottoposte al trend di riscaldamento sono risultate, in particolare: l'Europa orientale fino alla Siberia occidentale; la Siberia nord-orientale; la parte orientale dei continenti Nord e Sud americani nonché l'intero Centro America; quasi l'intera Africa; l'India e la penisola indocinese. Più fredde della norma sono invece risultati: Canada e versante occidentale degli USA; Europa centrale; Argentina; parte della Cina nord-occidentale. L'estate 2010 si è inoltre caratterizzata per una serie di eventi estremi, tra cui spicca l'ondata di calore che ha investito la Russia, eccezionale sia per intensità (temperature di circa 15 °C superiori alla norma) sia per durata (quasi due mesi).

Per quanto riguarda infine la zona artica, un'ampia serie di rilevazioni satellitari e di altre tipologie di misurazione (ad esempio carotaggi) mostrano che le calotte glaciali in Antartide e in Groenlandia si stanno assottigliando a ritmi crescenti. Lo scioglimento stagionale dei ghiacci artici, tra il 2007 ed il 2009, è stato del 40% superiore a quanto originariamente previsto, comportando la minima copertura mai registrata: in particolare, nel 2008, per la prima volta il Passaggio a Nord-Est e quello a Nord-Ovest, che collegano in modo diretto via mare il continente eurasiatico a quello americano, sono stati simultaneamente liberi dai ghiacci; evento poi ripetutosi nel 2009. In conseguenza di questi marcati fenomeni di fusione, anche la crescita media annua del livello degli oceani (pari a 3,4 mm negli ultimi 15 anni) è risultata di circa l'80% superiore alle stime.

La concentrazione di CO_2 nell'atmosfera risulta attualmente pari a circa 390 ppm con un ritmo di crescita (in aumento) di 2,5 ppm annue.

2.2 La Conferenza di Copenhagen: posizioni emerse e risultati [29]

Il processo di accelerazione subìto dal *global warming* non è stato accompagnato in parallelo da un andamento analogo sul terreno dei negoziati internazionali e degli impegni politici ed economici finalizzati a contrastarlo. L'ultima *Conference of the Parties* (COP) *15* tenutasi a Copenhagen nel dicembre 2009 non ha fatto registrare alcun cambio di marcia, risultando anzi secondo un giudizio unanime piuttosto deludente nei risultati concreti che ne sono scaturiti.

Lo scopo fondamentale della Conferenza avrebbe dovuto consistere in un superamento e aggiornamento il più possibile condiviso del Protocollo di Kyoto in scadenza nel 2012, in un quadro di riferimento individuato nella cosiddetta "*road map* di Bali" che, per la prima volta, cominciasse ad "attualizzare" anche gli ultimi obiettivi di lungo termine (quello al 2050 della UNFCCC, la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici) ponendone fin da ora in modo concreto i presupposti di fattibilità: riaffermazione o ridefinizione degli obiettivi intermedi al 2020 e/o altra data da stabilire; strategie di azione (mitigazione e adattamento); strumenti di cooperazione (trasferimenti tecnologici; risorse finanziarie).

Sul tavolo dei negoziati erano stati approntate due bozze di trattati: una – redatta dal gruppo negoziale AGW-KP[30] – riguardante il Protocollo di Kyoto emendato, per l'attuazione della seconda fase (al 2020) degli obblighi di riduzione dei Paesi industrializzati; l'altra – redatta dal gruppo negoziale AGW-LCA[31] – riguardante il trattato di lungo periodo secondo la citata "*road*

[29] Si ringrazia il Dr. V. Ferrara, ENEA, per la consulenza e il contributo sostanziale fornito nella stesura di questo e del successivo paragrafo.
[30] *Ad Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the UNFCCC*.
[31] *Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol.*

map di Bali". Negli auspici, la COP avrebbe dovuto esprimere una decisione condivisa su due punti fondamentali:

- per la parte formale, decidere se integrare reciprocamente le due bozze di trattato o se mantenerle separate e con quale forma legale;
- per la parte sostanziale, decidere tanto le azioni (compresa la lotta contro la deforestazione) quanto gli obiettivi di mitigazione, cioè di riduzione quantificata delle emissioni, sia al 2020 (per il trattato AGW-KP), sia al 2050 (per il trattato AGW-LCA) in relazione ai principi di responsabilità e di equità. Inoltre, decidere le azioni di adattamento (per il trattato AGW-LCA), gli aiuti a tal fine ed i relativi destinatari; definire quali risorse e strumenti finanziari, quali metodi di gestione, ed, infine, quali strumenti tecnologici e *know how* trasferire e con quali modalità concrete.

Anziché confluire in un compromesso condiviso, a Copenhagen si sono invece coagulati essenzialmente tre punti di vista distinti e pressoché inconciliabili, almeno in concreto e nell'immediato.

1) L' Unione Europea si è espressa, per la parte formale, a favore di un'unica cornice di lungo periodo comprendente anche tutti gli impegni e le azioni a partire dall'immediato. Sono stati fatti confluire in un unico trattato (quello redatto da AGW-KCA) gli obblighi di riduzione di breve periodo delle emissioni dei Paesi industrializzati (il nuovo Protocollo di Kyoto emendato redatto da AGW-KP), compresi gli impegni di sviluppo pulito da attuarsi da parte dei Paesi in via di sviluppo. Per la parte sostanziale, irrinunciabile sarebbe stata la salvaguardia dei meccanismi fondamentali del Protocollo di Kyoto e la quantificazione al 2020 di obiettivi vincolanti per i Paesi industrializzati, assieme ad impegni precisi anche dei Paesi in via di sviluppo. Tali obiettivi, già definiti per l'Europa (riduzione del 20% al suo interno, da estendere eventualmente fino al 30%, rispetto al 1990) avrebbero dovuto fare da traino per gli altri Paesi industrializzati. Inoltre, secondo l'Unione Europea, avrebbe dovuto essere posto come obiettivo ultimo della UNFCCC la stabilizzazione dei gas serra atmosferici a livelli tali (circa 400-450 ppm) da non comportare un surriscaldamento del pianeta superiore a 2 °C: obiettivo implicante una riduzione delle emissioni globali di gas serra rispetto al 1990 di almeno l'80% e comunque di una percentuale compresa fra 80 e 95% entro il 2050. Inoltre l'UE sarebbe stata disponibile a fornire adeguate risorse finanziarie "nuove ed aggiuntive" e l'opportuna cooperazione internazionale per l'assistenza ai Paesi più poveri per i loro piani ed azioni di mitigazione e di adattamento. Favorevoli alla posizione europea formale, ma con posizioni diverse sul lato sostanziale (entità della riduzione delle emissioni, anni di riferimento per tali riduzioni, tipo di cooperazione internazionale, risorse finanziarie) si sono espressi la maggior parte dei Paesi industrializzati, con ulteriori distinguo sul carattere vincolante dei trattati (sgradito agli Stati Uniti), e sulle condizioni a cui subordinare gli abbattimenti emissivi (Russia, Australia, Canada ed altri).
2) Cina, India, Brasile, Sudafrica (cosiddetto Gruppo BASIC), Arabia Saudita e quasi tutti i Paesi in via di sviluppo del cosiddetto Gruppo G77 si sono invece espressi a favore del mantenimento di due trattati distinti e con due forme legali differenti. Per il breve termine, avrebbero preferito un accordo legalmente vincolante costituito dal nuovo Protocollo di Kyoto emendato per la sua seconda fase (ma con innalzamento degli obblighi di riduzione tra il 25 e il 40%) ed eventuali impegni dei Paesi in via di sviluppo (comunque non vincolanti) sarebbero stati assunti solo subordinatamente alla disponibilità di risorse finanziarie "nuove ed aggiuntive". Per il lungo termine, i suddetti Paesi si sono espressi per un accordo non legalmente vincolante, costituito del trattato di lungo periodo (AGW-LCA), messo a punto sulla base della "*road map* di Bali" con obiettivi di riduzione delle emissioni del 95% al 2050 per i Paesi industrializzati ed impegni (o piani) di sviluppo pulito dei Paesi in via di sviluppo, subordinatamente alla disponibilità di risorse economiche e strumenti tecnologici adeguati.
3) Alcuni stati delle piccole isole costituiti da atolli corallini (del gruppo AOSIS: *Alliance of Small Island States)* e alcuni Paesi poveri dell'America Latina (del gruppo LDC: *Low Developed Countries*), si sono infine espressi non solo per il mantenimento di due trattati, entrambi legalmente vincolanti, ma anche per più bassi obiettivi sia di stabilizzazione dei gas serra (350 ppm) sia di surriscaldamento del pianeta (1,5 °C

rispetto all'epoca preindustriale), che avrebbero comportato obblighi molto più severi per i Paesi industrializzati: in particolare riduzioni delle emissioni già al 2020 fino al 45% rispetto al 1990 e riduzioni al 2050 superiori al 95% e prossime al 100%. Inoltre, data l'alta vulnerabilità degli atolli oceanici all'innalzamento del livello del mare ed agli eventi estremi (cicloni, tifoni, uragani) avrebbero dovuto essere disponibili immediatamente adeguati aiuti internazionali (finanziari e tecnologici) per piani ed azioni di adattamento ai cambiamenti climatici.

La presenza a Copenhagen di circa 120 capi di Stato e di Governo ha finito per spostare il baricentro della ricerca di un accordo dal piano puramente tecnico (quali, quante e come ottenere le riduzioni necessarie) a quello politico, attinente i grandi problemi di politica internazionale e, complice la crisi economica globale, le diverse convenienze economiche per le varie economie nazionali, contribuendo inevitabilmente a ridurre le possibili convergenze. Inoltre, da un punto di vista sostanziale la Conferenza si è risolta in un negoziato bilaterale tra USA e Cina (supportata dal gruppo BASIC) che, seppure accettato *obtorto collo* dai Paesi industrializzati e da molti Paesi in via di sviluppo, non è stato approvato dall'Assemblea Plenaria dei 194 Paesi della UNFCCC, la quale si è formalmente limitata solo a "prenderne atto".

Sono soltanto due gli elementi concreti scaturiti dall'Accordo: il limite del surriscaldamento climatico fissato a 2 °C (con possibilità di valutare e concordare, entro il 2015, un limite più restrittivo a 1,5 °C)[32] e le promesse finanziarie, fissate a 30 miliardi di dollari per il triennio 2010-2012 ed a 100 miliardi di dollari per anno, negli anni successivi al 2012 e fino al 2020.

A posteriori, si può affermare che il pregio principale della COP 15 sia consistito nel portare alla ribalta il dialogo tra USA e Cina sul clima (nel quale sono stati coinvolti anche altri Paesi emergenti come India, Brasile e Sud Africa), e di far loro, per la prima volta in assoluto, riconoscere l'esistenza dei problemi posti dai cambiamenti climatici nonché acquisire la volontà di risolverli, cosa questa mai accaduta in passato. Tuttavia, dal punto di vista pratico e dei risultati concreti, la Conferenza di Copenhagen si è conclusa solo con una "presa d'atto" di un accordo risolvendosi, per tutti gli altri aspetti, in un vero e proprio fallimento.

2.3 La ripresa dei negoziati: verso la COP 16 di Cancun

Successivamente alla Conferenza, i negoziati sono ripresi nel corso del 2010 con continuità rispetto al periodo pre-Copenhagen (dicembre 2009), ma su basi diverse.

Nelle sessioni di Bonn (31 maggio-11 giugno; 2-6 agosto)[33], a tappe intermedie per mettere a punto le posizioni in vista della successiva COP 16 in Messico, su richiesta della Presidenza è iniziato il percorso di alleggerimento e snellimento del trattato di lungo periodo AGW-LCA (quello basato sulla *road map* di Bali) al fine di limitarlo ai suoi punti essenziali senza la minuziosa nonché controversa regolamentazione. Il percorso si è concluso in occasione dei *climate talks* di Tianjin (Cina) del 4-9 ottobre, dove l'AGW-LCA ha tenuto la sua 12a riunione con la redazione delle bozze definitive da presentare alla COP 16.

Per quanto concerne invece il trattato che dovrebbe ereditare il Protocollo di Kyoto (AGW-KP), vista la diversità delle posizioni è stato lo stesso Presidente del Gruppo di Lavoro ad effettuare la stesura degli emendamenti con le varie opzioni che, applicati al vecchio Protocollo con lo scopo di prolungarne la validità fino al 2020, sono stati formalizzati in un testo negoziale il 6 agosto 2010, successivamente passato al vaglio delle varie Parti e quindi discusso dal Gruppo AGW-KP nel suo 14° incontro, sempre a Tianjiin. Anche in questo caso l'obiettivo per la COP 16 è una bozza definitiva da sottoporre ad approvazione.

[32] In realtà la plausibilità scientifica di questo obiettivo è già stata ampiamente messa in discussione, quando non addirittura esclusa (v. oltre nel testo).
[33] Il meeting (*Bonn Climate Change Talks*) ha incluso: la 32a Sessione del *Subsidiary Bodies of UNFCCC*; la 10a Sessione dell'AWG-LCA; la 12a Sessione dell'AWG-KP. Dal 2 al 6 agosto si è tenuto l' *Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol* , Thirteenth Session.

Gli unici elementi al momento non prevedibili sono le quantificazioni degli obiettivi di riduzione, in quanto saranno dichiarati ufficialmente dai Capi di Stato e di Governo soltanto in occasione della COP 16 e al momento risultano agli atti soltanto come "promesse di impegno" (*pledges*) formulate da oltre la metà dei Paesi della UNFCCC a valle della COP 15 di Copenhagen. Di seguito ne vengono riportati gli aspetti più salienti.

Paesi *"Annex I Parties"*	**Riduzioni**	
Unione Europea	20-30%	* 1990
Australia	5%- 15-25%	* 2000
Canada	20%	2006
Giappone	8%** -25%	1990
Russia	20-25% *	1990
USA	17%	2005
Norvegia	40%	1990

* a condizione del raggiungimento di un accordo ambizioso

** equivalente al -15% rispetto al livello 2005

Paesi "*Non-Annex I Parties*"	**Azioni**
Brasile	Riduzione del 38-42% di emissioni entro il 2020. Obiettivo di ridurre la deforestazione del 80% entro il 2020
Cina	Riduzione dell'intensità energetica del 40-45% rispetto ai livelli 2005 entro il 2020
India	15% di energie da fonte rinnovabile entro il 2020. Riduzione dell'intensità energetica del 20-25% entro il 2020
Sud Africa	Riduzione del 32% delle emissioni rispetto allo scenario "*business as usual*"* entro il 2020; del 42% entro il 2025
Corea del Sud	Taglio del 4% entro il 2020, rispetto ai livelli 2005 (equivalente a -30% rispetto al "*business as usual*"*)
Messico	Taglio del 20% sui livelli rispetto al "*business as usual*"*
Maldive	Diventare "*carbon neutral*" entro il 2019 **
Costa Rica	Diventare "*carbon neutral*" entro il 2021 **

* "*Business as usual*", o BAU: scenario in cui il trend prosegue senza azioni di cambiamento. In questo contesto, e' il livello di emissioni che lo Stato in oggetto raggiungerebbe al 2020 senza politiche correttive.

** Paesi "*carbon neutral*": questi Paesi stanno pianificando di ridurre le proprie emissioni del 100%, tagliando le emissioni di carburante fossile e incrementando l'assorbimento naturale di carbonio attraverso le foreste.

Elaborazione: V. Caciagli - Climate Change Officer | British Consulate General Milano

Alcuni di questi impegni al 2020 sono stati leggermente incrementati oppure confermati al livello superiore della forchetta, come risulta dalle comunicazioni all'UNFCCC fornite entro il 31 gennaio 2010 [34].

[34] Ad esempio, la Cina ha aggiunto impegni a incrementare di circa il 15% la percentuale di fonti non fossili nel consumo di energia primaria e di incrementare la copertura forestale di 40 milioni di ettari e lo stock forestale di 1,3 miliardi di metri cubi rispetto al 2005. Il Giappone ha puntualizzato l'obiettivo di riduzione al 25% rispetto al 1990, il massimo preventivato in sede di Conferenza.

Va sottolineato come questi impegni (non avendo natura vincolante ma, per il momento, solo volontaria) in occasione della COP 16 di Cancun potranno essere tanto confermati quanto ridotti o incrementati.

È il caso, ad esempio, dell'Unione Europea, la quale fin dalla pubblicazione nel giugno 2010 dei risultati sia pur provvisori degli ultimi inventari delle emissioni, si trova ufficialmente di fronte a un obiettivo di riduzione al 2020 già quasi interamente coperto dagli effetti della recessione economica. Infatti solo tra il 2008 ed il 2009 sia nell'UE-27 che nell'UE-15 tali effetti hanno portato a una riduzione emissiva del 6,9% medio annuo che, sommandosi alla precedente, ha portato a un decremento rispetto al 1990 pari, rispettivamente, a -17,3% e -12,9%. Questa situazione ha pertanto completamente stravolto, al ribasso, anche le stime dei costi di abbattimento inizialmente previsti, da 70 miliardi annui a 48, con la possibilità di risalire soltanto a 59 (quindi comunque sotto le stime iniziali), portando l'obiettivo di riduzione dal 20 al 30%[35].

Sulla base di questa considerazione, nonché del rischio che il raggiungimento di un obiettivo come effetto solo congiunturale e prociclico rispetto all'economia – e non invece strutturale – ne renda il conseguimento effimero e reversibile[36], l'Europa ha da quel momento posto sul tavolo l'ipotesi di aumentare unilateralmente l'obiettivo di riduzione. Tale ipotesi è stata immediatamente considerata fin dal successivo Consiglio dei Ministri dell'Ambiente (in Lussemburgo l'11 giugno 2010), dove però non ha trovato la completa unanimità di consensi fra i 27 Paesi UE[37], con la conseguente decisione di investire della questione i Capi di Governo. Successivamente, è stata di nuovo valutata nel Consiglio dei ministri dell'Ambiente del 19 ottobre 2010, ma ancora una volta il veto di alcuni Stati, soprattutto del Sud ed Est Europa (principalmente Italia e Polonia), ha impedito di prendere fin da subito la decisione a cui erano già favorevoli, tra gli altri, Germania, Francia e Gran Bretagna.

La natura delle problematiche emerse nel dopo Copenhagen e che tuttora si sovrappongono sul tappeto si evincono anche da alcune specifiche prese di posizione. Ad esempio, le richieste impegnative degli AOSIS (surriscaldamento globale limitato a 1,5 °C e concentrazione di CO_2 a 350 ppm) sono state avversate, per motivi intuibili, dagli Stati economicamente fondati sulla produzione di petrolio, come Arabia Saudita, Oman, Kuwait e Qatar. Più in generale, da un lato si è avvertita una maggiore disponibilità al dialogo grazie al riconoscimento collettivo, per quanto generico, della scarsezza dei risultati pratici partoriti dalla COP 15; dall'altro lato, tuttavia, è apparsa chiara la sensazione che i singoli Gruppi di Lavoro, finché continueranno ad esistere e lavorare in modo parallelo e separato, non potranno plausibilmente giungere a concludere accordi di valenza sostanziale. A conferma di ciò, ad esempio, il tentativo effettuato a Bonn di delegare a un *Chairman* la formulazione di un testo condiviso non ha sortito risultati poiché, ad esempio, la Cina e il G77 hanno continuato a ritenerlo "sbilanciato" e gli Usa a dichiararsi indisponibili a qualsiasi inserimento in esso di elementi tratti dal Protocollo di Kyoto di cui non sono firmatari.

Ancora dopo Tianjiin e alla vigilia della COP 16 rimangono pertanto tuttora sul tappeto le questioni del destino del Protocollo di Kyoto oltre il 2012, della proporzionalità degli sforzi tra i Paesi industrializzati e quelli emergenti in rapido sviluppo (Cina, India, Brasile, Sudafrica), della natura *top down* o *bottom up* delle azioni necessarie.

È sorta e ha continuato lentamente a farsi strada l'idea del *common space* in cui riunire gli elementi negoziali salienti di breve e di lungo periodo, sia pure con significative differenziazioni tra Paesi disponibili a questa soluzione *tout court* (ad es. l'UE), altri (Cina e G77) disponibili per questioni definite e limitate che non possono palesemente essere discusse in Gruppi di Lavoro distinti, ed altri ancora – come gli USA – indisponibili a trattare in un qualsiasi tipo di *common space* questioni ricomprese nel Protocollo di Kyoto, a cominciare da impegni vincolanti di riduzione, sulla base dell'osservazione di non essere tra i sottoscrittori di quest'ultimo.

[35] Queste stime verranno probabilmente riviste ulteriormente al ribasso in occasione dell'ufficializzazione dei dati di inventario prevista per la primavera del 2011.
[36] Si veda in proposito il successivo paragrafo 5.
[37] Tra i Paesi maggiori, la posizione italiana spicca al momento come l'unica contraria e in sintonia con quella dei Paesi dell'Est.

Sempre nell'ambito del proseguimento dei negoziati sono state poi affrontate anche le questioni tecniche relative ad usi del suolo, *sink* forestali (LULUCF), uso dei meccanismi flessibili, eventuali inclusioni di ulteriori gas climalteranti; in particolare, la Cina e il G77 hanno presentato una bozza di proposta finalizzata a regolamentare e rendere più trasparenti le riduzioni da attribuirsi ai LULUCF che, pur non essendo stata accettata dai Paesi *Annex I*, continuerà a costituire oggetto di trattativa.

Allo stato attuale è in ogni caso convinzione comune che la possibilità e la credibilità di qualsiasi futuro eventuale accordo dipenderà in modo imprescindibile dalla previa trasposizione dei risultati negoziali in una versione finale, definitiva, scritta e condivisa a livello politico. In questo senso, la COP 16 già si appresta ad essere concepita come una tappa dove cristallizzare in un pacchetto di decisioni i risultati negoziali relativi alle questioni su cui si sono registrati effettivi progressi. Inoltre si tenterà di aggredire e sciogliere il nodo della natura e della orma giuridica dell'accordo finale da sottoscriversi entro la COP 17 in Sudafrica, l'ultima utile prima che spirino i termini di validità del Protocollo di Kyoto.

Attualmente, le posizioni risultano così cristallizzate.

La Cina e alcuni Paesi del G77 ribadiscono la richiesta di attuare il principio della "responsabilità comune ma differenziata", con particolare riferimento alla "responsabilità storica" di inquinamento del pianeta. Sulla base di questo principio, viene ribadita la richiesta di mantenere il doppio binario: per il breve-medio termine, Protocollo di Kyoto emendato al 2020 e legalmente vincolante solo per i Paesi industrializzati; per il lungo termine, accordo valido per tutti ma calibrato su azioni differenziate tra Paesi industrializzati e Paesi in via di sviluppo ed in ogni caso, per questi ultimi, caratterizzate dalla volontarietà.

L'Europa, mostra disponibilità al coordinamento in un "*common space*" negoziale per l'integrazione dei due trattati in un unico documento, con vincoli commisurati alla tipologia di impegni ed al gruppo di Paesi: in particolare, per gli impegni di breve periodo, l'ipotesi è quella di suddividerli in obblighi di riduzione quantificata delle emissioni per i Paesi industrializzati e azioni di riduzione dell'intensità delle emissioni (in rapporto al PIL) – o piani di sviluppo pulito – per i Paesi in via di sviluppo (soprattutto quelli emergenti).

Per i Paesi più poveri e più vulnerabili agli effetti dei cambiamenti del clima, invece, i Paesi industrializzati dovrebbero obbligarsi a fornire il loro supporto (finanziario e tecnologico) sia per l'adattamento, sia per la mitigazione, sia anche per la lotta alla deforestazione.

La *AOSIS* (Alleanza dei Piccoli Stati Insulari) e diversi Paesi sudamericani ribadiscono l'interesse alla coerenza sostanziale tra i due eventuali trattati, a prescindere dalla loro separazione formale. I trattati dovrebbero però garantire il raggiungimento dei risultati attesi sia in termini di contenimento del surriscaldamento climatico (possibilmente al di sotto di 1,5 °C) che in termini di cooperazione internazionale tra Paesi industrializzati e Paesi poveri (in primis gli impegni riferiti agli aiuti ed all'assistenza ai Paesi più poveri per l'adattamento e la mitigazione) e la garanzia dei risultati potrebbe essere ottenuta soltanto tramite il valore legalmente vincolante degli accordi.

Infine, la posizione degli Usa continua a differenziarsi come in assoluto la meno cogente. Pur non esprimendo una posizione esplicita riguardo al *common space*, gli USA preferiscono un unico trattato di lungo termine, contenente eventuali obiettivi di breve periodo purché privi di qualsiasi riferimento al Protocollo di Kyoto e, comunque, di tipo non legalmente vincolante: un trattato, cioè, basato principalmente su strategie, piani ed azioni volontarie, tali da condurre all'obiettivo o agli obiettivi da raggiungere. Con la loro posizione, gli USA pongono, in pratica, una questione intrinseca (e propedeutica) di inviolabilità della sovranità nazionale nel cui contesto gli obblighi quantificati di riduzione delle emissioni non possono essere imposti o controllati dall'esterno ed interferire, così, con la sovranità nazionale.

Le strategie e le azioni che ciascun Paese è chiamato a svolgere devono rimanere libere scelte, per concorrere volontariamente, per la propria parte, al raggiungimento degli obiettivi globali prefissati e condivisi. Il problema costituito dalla posizione statunitense si sposta pertanto sul piano dell'effettiva efficacia e credibilità almeno delle misure volontarie assunte a livello nazionale.

Una questione tornata di prepotente attualità alla luce, ad esempio, è quella del percorso estremamente accidentato e controverso incontrato in questi mesi dalla formulazione del piano di "*cap and trade*" delle emissioni a suo tempo pianificato dall'amministrazione Obama, dal cui varo (e dalle modalità concrete con cui eventualmente avverrà) dipenderà a cascata anche un possibile salto di qualità del meccanismo europeo EU-ETS già a regime (v. paragrafo 2.5) in termini di dimensioni, ruolo ed efficacia.

2.4 Obiettivi di Copenhagen: le stime di fattibilità

A fronte dei risultati della COP 15 sono state già effettuate diverse valutazioni atte a definire se le misure intraprese o dichiarate (già di per sé *non* legalmente vincolanti) possano dare comunque luogo ad uno scenario tendenziale nel quale risulti plausibile il raggiungimento dell'obiettivo di contenere entro 2 °C al 2050 il processo di riscaldamento terrestre.

In una nota interna del Segretariato ONU ("*Preliminary Assessment of pledges made by Annex I Parties and voluntary actions and policy goals announced by a number of Non Annex I Parties*") viene preso come riferimento lo scenario dell'*International Energy Agency* (IEA) contenuto nel *World Energy Outlook* (WEO) *2009,* versione aggiornata di quello contenuto nel *Fourth Assessment Report* (AR4) dell'IPCC, concernente l'obiettivo di una concentrazione di anidride carbonica non superiore a 450 ppm e che valuta diversi possibili sentieri attraverso cui sarebbe possibile contenere l'aumento della temperatura entro i 2 °C. Poiché quest'ultimo dipende dall'andamento delle emissioni cumulate nel tempo e della loro concentrazione, secondo diversi studi abbastanza convergenti l'opzione più ragionevole richiederebbe di raggiungere un picco nel periodo compreso tra il 2015 ed il 2020 per poi instradarsi su una marcata riduzione, pari al 50%, nel corso degli anni successivi fino al 2050. Rispetto a questa ipotesi di riferimento, le riduzioni successive al 2020 potrebbero essere minori qualora il picco emissivo venisse raggiunto prima del 2015 (sebbene questo richiederebbe misure drastiche immediate) oppure, viceversa, dovrebbero essere maggiori del 50% nel caso di un picco raggiunto in ritardo rispetto al 2020.

Il problema centrale diviene a questo punto la quantificazione del picco di emissioni e la sua raggiungibilità entro il 2020. Diversi studi lo individuano in modo abbastanza concordante in 44 Gt CO_2, obiettivo che richiederebbe[38] abbattimenti compresi tra il 25 e il 40% rispetto alla *Baseline* 1990 per i Paesi *Annex I*, e di circa il 15-30% per i Paesi *Non Annex I*. I valori effettivi tendenziali su un orizzonte al 2020 – riferiti allo scenario di riferimento – risultano invece comunque compresi tra 50 e 58 Gt a seconda delle differenti metodologie utilizzate, delle differenti assunzioni riguardanti le variabili della crescita economica e soprattutto dei diversi effetti ed efficacia attribuiti alle politiche di mitigazione implementate negli anni a venire dai vari Paesi. Per avere un termine di riferimento fisico, emissioni pari o superiori a 58 Gt dopo il 2020 implicherebbero il raggiungimento di un livello di concentrazione di gas serra, nel lungo periodo (2100), pari a 800-950 ppm e un incremento medio di temperatura di 5 °C, con danni irreversibili.

Il *reference scenario* del WEO prevede per il 2020 un livello di emissioni di gas serra pari a 51 Gt CO_2, ponendo a 43,7 Gt CO_2 (pressoché in linea con il livello stimato dall'IPCC) il picco richiesto affinché sia plausibile contenere l'aumento della temperatura media globale entro i 2 °C come previsto dall'accordo di Copenhagen.

Va precisato che il *reference scenario* del WEO non corrisponde, in realtà, a uno "scenario tendenziale" *tout court*, in quanto incorpora non solo gli effetti del forte rallentamento economico sulle emissioni (a titolo orientativo, per quanto concerne l'Europa esso ha già influito ad oggi per oltre l'11%, come risulta dalle rilevazioni contenute nell'ultimo Inventario Annuale appena pubblicato), ma anche l'implementazione di tutte le misure volontarie già adottate e/o legiferate dai singoli Paesi [39], le quali valgono circa 3,2 Gt CO_2 di riduzioni e che in altri studi (v. oltre) sono invece associate a scenari potenziali e differenziati a seconda del futuro effettivo grado di implementazione.

[38] Secondo le stime dell'*IPCC*.
[39] Ad esempio la maggior parte del target di riduzione del 20% dell'Unione Europea, quello del 30% della Norvegia, del 5% dell'Australia, il miglioramento del 20% dell'efficienza energetica in Cina.

Per questa ragione il *reference scenario* del WEO si situa nella parte bassa della forchetta 50-58 Gt CO_2 e sottraendo gli effetti delle misure assunte implicitamente come certe, lo scenario tendenziale "effettivo" risulterebbe quindi pari a 54,2 Gt CO_2 collocandosi nella parte centrale della forchetta.

In sostanza, la piena attuazione di tutti gli impegni già presi e a regime (di cui molti ancora *in itinere*) servirebbe di fatto soltanto a ridurre le emissioni tendenziali in misura pari a circa il 6% e a mantenerle, tuttavia, di circa il 16% (in valori assoluti 7,3 Gt CO_2) sopra al livello massimo di picco consentito e compatibile con una concentrazione di gas serra di 450 ppm corrispondente a un incremento di temperatura entro i 2 °C.

Rispetto a questo scenario tendenziale esistono due possibili sorgenti (tra loro alternative) di incrementi emissivi allo stato "latente". La prima è evidentemente collegata a un eventuale progressivo allentamento della crisi e ripresa della crescita economica; la seconda è invece connessa agli effetti collaterali del Protocollo di Kyoto che si produrrebbero nel caso in cui la crisi proseguisse. Il rallentamento economico ha infatti creato per i *Paesi Annex I*, a livello aggregato, un gap negativo rispetto ai target previsti dal Protocollo per il termine del primo *commitment period* 2008-2012, determinando così un surplus di diritti di emissione inutilizzati (*Assigned Amount Units, AAUs*), i quali, sempre secondo le regole del Protocollo, potrebbero essere trasferiti ed utilizzati nel secondo periodo. Di conseguenza, dopo il 2012, le emissioni effettive possono risultare superiori rispetto a quelle fissate dai nuovi target. L'entità del surplus è tale da consentire di fatto ai Paesi industrializzati di muoversi fino al 2020 (ed oltre) lungo quello che sarebbe stato il sentiero tendenziale, sterilizzando così l'effetto dell'abbassamento dei target: in altri termini, le minori emissioni dovute (oggi) al rallentamento economico rischierebbero di essere fatte valere in futuro in sostituzione di azioni concrete.

Questa potenziale sterilizzazione occulta è quantificata in uno studio di Ecofys[40], che individua per i Paesi industrializzati un livello "ufficiale" di riduzioni al 2020 rispetto al 1990 compreso tra l'11 e il 19% (in valori assoluti, un ammontare pari a 0,8-2,2 Gt CO_2 rispetto al *reference scenario*), il quale scende al 6-14% escludendo circa 1 GT CO_2 di riduzioni dovute ai crediti forestali. Qualora però dal 2012 al 2020 venissero utilizzati in pieno tutti i crediti (*AAUs*) lasciati in riserva nel periodo 2008-2012, ciò sterilizzerebbe circa 2 Gt CO_2 di riduzioni teoriche, portando quelle effettive ad appena il 3% rispetto ai livelli del 1990.

Un altro studio[41] assume 58 Gt CO_2 come livello di emissioni tendenziali per il 2020. Esso è pari a quello a suo tempo individuato in Mc Kinsey[42] – 61 Gt – ridotto di circa 3 Gt CO_2 dovute, in parti uguali, alla contrazione economica in atto dal 2008 e alla minor deforestazione.

Nello specifico, disaggregando gli effetti del rallentamento economico per tipologia di Paesi, emerge che essi sarebbero quasi interamente concentrati nei Paesi industrializzati, le cui riduzioni di emissioni ammonterebbero al 3,4% nel 2020 rispetto al 2008, a fronte di una pressoché sostanziale stabilità (-0,2%) nei Paesi emergenti e nei Paesi in via di sviluppo (PVS) per una riduzione complessiva pari a circa 1,5 Gt. Anche in questo studio (come in quello di Ecofys), le riduzioni dovute al rallentamento economico determinerebbero, in prospettiva, anche una sensibile diminuzione dei costi marginali di abbattimento per i Paesi industrializzati e la conseguente minore necessità di ricorrere ai crediti sul mercato dei permessi di emissione (ETS) – con potenziali effetti depressivi sui prezzi – o di acquisirli intraprendendo progetti negli stessi Paesi Emergenti o PVS nel quadro del *Clean Development Mechanism*.

In particolare, nel contesto di un obiettivo minimo di abbattimento delle emissioni del 25% da parte dei Paesi industrializzati (necessario per rispettare il picco posto a 44 Gt CO_2), le minori emissioni dovute alla contrazione economica consentirebbero di ridurre complessivamente per circa 1,5 Gt CO_2 gli abbattimenti necessari.

[40] Questo livello di emissioni tendenziale è calcolato in N. Hohne, M. Schaeffer, C. Chen, B. Hare, M. Hagemann, C. Ellermann, *Copenhagen Climate Deal – How to close the gap ? Briefing Paper dec. 2009* Climate Action Tracker by Ecofys, Climate Analytics, Potsdam Institute for Climate Impact Research.

[41] Project Catalyst, *Taking stock – the emissions levels implied by the current proposals for Copenhagen* , Briefing Paper 7 dec 2009 European Climate Foundation

[42] McKinsey, *Global GHG Abatement Coste Curve v 2.0. Project Catalyst Analyisis*

In particolare da 5 a 4,5 Gt CO_2 gli abbattimenti domestici nei suddetti Paesi (con un'ipotesi di costo unitario dei permessi inferiore a 60€/t CO_2[43]) e da 3 a 2 Gt CO_2 quelli finanziati con l'acquisto di crediti derivanti dagli interventi di abbattimento nei Paesi emergenti. Un effetto di pari entità (riduzione di emissioni per 1,5 Gt CO_2) sarebbe ascrivibile al rallentamento nel ritmo della deforestazione, soprattutto nell'area del Sud Est asiatico[44].

Il rallentamento economico e la minor deforestazione consentono dunque di definire uno scenario tendenziale di base più favorevole alla riduzione delle emissioni serra per circa 3 Gt CO_2 nonostante il quale, tuttavia, le misure dichiarate e intraprese alla *deadline* della *COP 15* di Copenhagen risulterebbero comunque insufficienti anche nel caso più ottimistico di completa implementazione.

Lo scenario di implementazione minima (rispetto a quello tendenziale) corrisponderebbe a un livello emissivo nel 2020 vs. 1990 pari a -3% per i Paesi industrializzati (1,1 Gt CO_2), e a -7% per i Paesi emergenti e quelli in via di sviluppo (2,5 Gt CO_2): in questo scenario minimo risulta già scontato, ad esempio, il raggiungimento di una riduzione del 20% da parte dell'UE.

Lo scenario ottimistico prevede invece una riduzione emissiva al 2020 vs. 1990 (rispetto al tendenziale) del 18% nei Paesi industrializzati (per ulteriori 2,5 Gt CO_2) e del 13% nei Paesi emergenti (ulteriori 2,6 Gt CO_2), per complessive circa 5 Gt CO_2 addizionali. In questa ipotesi risulta implicita la realizzazione degli obiettivi più ambiziosi al momento sul tappeto: -30% di emissioni per l'UE e -17% per gli USA (rispetto al 2005). A titolo esemplificativo, l'Indonesia dovrebbe implementare ulteriori riduzioni per 0,5 Gt CO_2 (-15%), subordinate ai finanziamenti internazionali, in aggiunta a quelle oggetto di un impegno autonomo e pari a 0,7 Gt CO_2 (-26%).

Pertanto il picco previsto avverrebbe – rispettivamente nei due casi – a circa 54,4 e a 49 Gt CO_2, con un gap in eccesso variabile tra 5 ed oltre 10 Gt CO_2 rispetto al tetto massimo consentito di 44 Gt CO_2. Questa forchetta è congruente con il gap calcolato in base al *reference scenario* del WEO accennato in precedenza (7,3 Gt CO_2).

Il problema diviene pertanto quello di verificare in quale misura questo gap possa essere colmato in base a tutte le misure adottate e gli impegni presi che risultano agli atti dopo la COP 15 di Copenhagen, nell'ipotesi che siano comunque realizzati pur nell'assenza di qualsiasi carattere vincolante.

Le stime disponibili sugli effetti di riduzione degli impegni presi oscillano in una forchetta variabile tra 3,1 e 5,4 Gt CO_2 [45]. Le riduzioni più ampie sono essenzialmente collegate alle azioni cinesi (la diminuzione del 45% dell'intensità carbonica e la riforestazione di ulteriori 40 milioni di ettari) che dovrebbero comportare un abbattimento aggiuntivo di circa 0,8 Gt CO_2.

In tutte le ipotesi, comunque, il gap in eccesso rispetto al picco di 44 Gt CO_2 consentito non verrebbe interamente colmato, variando in una forchetta orientativa compresa tra 1,9 Gt e 4,2 Gt CO_2. Tra questi livelli si interpone quello a suo tempo formulato dalla IEA, pari a 3,7 Gt CO_2 (2,8 Gt considerando gli impegni della Cina intervenuti successivamente alle stime originarie).

In termini di conseguenze sul *global warming*, il gap di emissioni comporterebbe una probabile concentrazione di gas serra a 550 ppm e un incremento della temperatura di circa 3 °C. Il raggiungimento degli obiettivi della COP 15 di Copenhagen richiederà pertanto l'adozione di ulteriori misure (o il rafforzamento degli impegni già presi) come ad esempio portare gli obiettivi di abbattimento dei Paesi industrializzati ad almeno il 30% rispetto all'anno base, quello dei Paesi emergenti ad almeno il 20%, intervenire su deforestazione, riforestazione e parametri emissivi più stringenti su trasporto aereo e marittimo.

[43] Questa ipotesi rappresenta tuttavia al momento un presupposto "forte", in quanto il sostegno al prezzo dei permessi di emissione sul mercato ETS è nel frattempo divenuta un'ulteriore problematica: all'indomani della COP 15 di Copenhagen, il prezzo si attestava ad appena 12,4 € / t CO_2, ben al di sotto del livello minimo di 50 € considerato congruo in tutte le stime IEA, OCSE, Onu per consentire un funzionamento regolare del mercato.

[44] L'IPCC nel suo *Fourth Annual Report* aveva sovrastimato la deforestazione tendenziale basandosi sul trend 1995-2000, risultato poi diminuito nel quinquennio successivo.

[45] Nelle ipotesi minimali i contributi dei Paesi *Annex I*, *Non Annex I* e LULUCF sarebbero rispettivamente: 0,6; 1,0; 1,5 GT; in quelle massime rispettivamente: 1,8; 2,0; 1,6.

Tabella 2.1: Stime emissive globali al 2020

Fonte	Emissioni globali 2020 Gt CO_2 eq. Ipotesi riduzioni minime	Emissioni globali 2020 Gt CO_2 eq. Ipotesi riduzioni massime
Centre for Climate ChangeEconomics and Policy, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment	49,2	48,2
Risø Centre on Energy, Climate and Sustainable Development / Climate Pledge Tracker	49,9	48,0
Pricewaterhouse Coopers	50,3	48,3
Trevor Houser (Peterson Institute for	51,5	48,2
Project Catayst	53,0	49,0
Ecofys, Climate Analytics, Potsdam Institute for Climate Impact Research/Climate Action Tracker	54,8	52,0
Media	**51,5**	**49,0**
Differenza rispetto a obiettivo di 44 Gt CO_2 eq. (incremento max 2 °C)	**+16,9%**	**+11,3%**

Note: sintesi delle elaborazioni effettuate in base agli impegni assunti dopo la COP 15 con ipotesi di implementazione minime e massime.

Fonte: *What do the Appendices to the Copenhagen Accord tell us about global greenhouse gas emissions and the prospects for avoiding a rise in global average temperature of more than 2 °C?* N. Stern, C. Taylor 2010. Centre for Climate Change Economics and Policy, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment

La Tabella 2.1 sintetizza i livelli emissivi globali al 2020 previsti da differenti simulazioni nelle ipotesi alternative di implementazione minima e massima delle misure e degli impegni sinora annunciati; va rimarcata la notevole concordanza delle stime nell'ipotesi ottimistica a fronte di quella, piuttosto discordante, relativa all'ipotesi minimale.

È in ogni caso necessaria un'importante precisazione: in tutti i casi nei quali il *reference scenario* implica picchi emissivi e incrementi potenziali di temperatura tali da comportare probabili veri e propri punti di frattura o di "non ritorno" negli equilibri climatici, essi cessano di configurarsi come i "più" probabili e tendono viceversa a divenire i "meno" realistici. Infatti è plausibile ritenere che la progressiva sistematicità degli shock provocati da un avvicinamento accelerato ai "punti di non ritorno" comporti una discontinuità: le conseguenze divengono improvvisamente e rapidamente così pesanti – sia dal punto di vista fisico sia economico – da rendere immediata e concreta l'adozione di misure, provvedimenti e comportamenti che sarebbero altrimenti restati del tutto teorici o addirittura ipotetici nella situazione originaria [46].

2.5 Il mercato dei diritti di emissione: andamento recente, problematiche, modifiche e prospettive

Lo schema EU-ETS (*European Union Emissions Trading Scheme*) rappresenta, come noto, il primo regime internazionale al mondo di *cap and trade* delle emissioni di CO_2 al mondo, laddove per "*cap*" si intende il limite massimo consentito e per "*trade*" il commercio dei permessi ad emettere (*allowances*) che sono attribuiti, inizialmente e gratuitamente, in quantità tale da rispettare nel complesso il tetto prefissato.

[46] Un esempio pratico di questo concetto, sul piano finanziario, lo si può riscontrare nella recente adozione a livello mondiale di misure atte a scongiurare l'improvviso pericolo di deterioramento irreversibile dei bilanci pubblici di molti Paesi.

Varato il 1° gennaio 2005 per un primo periodo di tre anni, durante i quali lo scambio di quote di emissioni è stato riservato a imprese dei Paesi membri UE, a partire dal 1° gennaio 2008 il sistema è entrato nella sua seconda fase (cinque anni con termine fissato al 2012), nella quale si è integrato nell'*Emissions Trading* internazionale previsto dal Protocollo e, soprattutto, è venuto a coincidere col primo periodo nel quale i limiti nazionali alle emissioni sono diventati operativi: le EUAs (quote europee) sono state convertite in AAus (quote di Kyoto) e gli scambi si sono allargati dalle singole imprese ai Paesi. Successivamente, a partire dal 2013, verrà avviata la terza fase.

Nelle prime due fasi il meccanismo ETS si è rivelato vulnerabile sotto diversi aspetti, in particolare i possibili effetti distorsivi sulla concorrenza e l'incertezza derivante dall'andamento dei prezzi.

Il primo problema che si è evidenziato da subito è stato la sovrattribuzione di diritti rispetto alle reali necessità. Emersa fin dalle prime rilevazioni ufficiali delle emissioni, essa ha portato a un rapido effetto depressivo sui prezzi (accompagnato da forte volatilità generatrice di incertezza)[47] e alla conseguente necessità di abbassare i limiti emissivi fin dall'avvio della seconda fase in modo da rendere il costo delle quote tendenzialmente maggiore rispetto ai costi marginali di abbattimento, presupposto basilare per il ricorso al sistema e quindi per il suo funzionamento.

Successivamente si è evidenziato il problema delle potenziali distorsioni competitive: l'attribuzione dei diritti "a cascata" (ossia, nell'ordine, a livello di: Ue; Stati membri; settori; impianti) determina ad ogni passaggio e in modo cumulativo, in assenza di armonizzazioni tra i metodi nazionali, una potenziale minaccia per la concorrenza leale nel mercato interno.

L'esperienza maturata ha pertanto portato a introdurre per la prevista la terza fase dell'EU-ETS diverse novità così riassumibili:

- sostituzione dei limiti nazionali alle riduzioni con un unico limite valido per l'intera Unione, fissato anno per anno e discendente in modo lineare (a un tasso di riduzione medio annuo dell'1,74%), da 1974 $MtCO_2$ eq. nel 2013 fino a 1720 $MtCO_2$ eq. nel 2020: quest'ultimo livello corrisponde a una riduzione del 20% rispetto ai livelli del 1990 e del 21% rispetto a quelli del 2005[48]. Allo stato attuale, tuttavia, questo limite è suscettibile di essere notevolmente abbassato (fino a -30%) alla luce delle impreviste minori emissioni già comportate dalla crisi economica (v. oltre);
- allargamento del sistema di scambio ad altri settori (ad es: aviazione e petrolchimico; produzione di ammoniaca ed alluminio) e altri gas climalteranti (ossidi di azoto e perfluorocarburi) e di contro, viene lasciata la facoltà ai singoli Stati di escludere gli impianti di piccola taglia che rispondano a particolari requisiti[49]. L'effetto combinato di queste misure porterà la copertura stimata delle emissioni dal 41% ad oltre il 50% (in valori assoluti tra 120 e 130 $MtCO_2$ eq.);
- I settori non ricompresi nell'ETS (agricoltura, servizi, trasporti, residenziale) dovranno ridurre le emissioni in percentuali definite dall'UE e collegate al livello del Prodotto Interno Lordo (per l'Italia il 13%);
- nei metodi di allocazione dei permessi il criterio dell'assegnazione gratuita diviene l'eccezione (e comunque non più dipendente dalle emissioni storiche) mentre la regola diviene l'asta. Le aste permetteranno di realizzare l'armonizzazione allocativa finora mancata nel rispetto delle norme del mercato comune UE (pertanto saranno aperte a qualsiasi compratore potenziale in condizioni non discriminatorie);

[47] Nel corso del primo periodo da un livello iniziale di 7 € /tCO_2, il prezzo ha raggiunto nel corso del 2006 un picco di € 30,5 per poi chiudere l'anno ad € 6,5. L'impossibilità del *banking* dei diritti (cioè la conservabilità per periodi successivi di quelli rimasti inutilizzati) portò poi all'azzeramento del loro valore in prossimità della scadenza.

[48] Il limite medio per la terza fase risulta pari a 1846 $MtCO_2$ eq. e rappresenta una riduzione dell'11% rispetto al limite massimo della seconda. Il fattore di riduzione lineare dell'1,74% è stato adottato in relazione al limite massimo della seconda fase, agli obiettivi fissati per la fine della terza nonché dell'ampliamento dell'ambito di applicazione del regime ad altri settori a partire dal 2013.

[49] Potenza termica nominale inferiore a 25 MW ed emissioni notificate inferiori a 10.000 tCO_2 eq. in ciascuno degli ultimi tre anni. Si stima che l'esenzione possa riguardare circa 4200 installazioni per emissioni complessive pari allo 0,7% del totale coperto dallo schema ETS.

- a differenza di quanto avvenuto nel passaggio dalla prima alla seconda fase, i diritti rimasti inutilizzati nella seconda fase potranno essere conservati per la terza. Si tratta della cosiddetta "bancabilità" (o *banking*), introdotta per prevenire un crollo del prezzo spot dei permessi in prossimità della scadenza, come avvenuto a suo tempo nel secondo semestre 2007[50];
- secondo i criteri a suo tempo definiti in via teorica nella Direttiva 2003/87/CE[51] la Commissione Europea con decisione del 24/12/2009 ha individuato in concreto i settori potenzialmente soggetti alla rilocalizzazione delle emissioni di carbonio, ossia quelli che potrebbero essere indotti da un eccessivo costo dei diritti a delocalizzare in tutto o in parte le produzioni in Paesi non soggetti ad obblighi di riduzione (il cosiddetto fenomeno del "*carbon leakage*"). Si tratta di 164 attività ad alta intensità energetica, che coprono circa il 77% delle emissioni totali del comparto manifatturiero, tra cui siderurgia, plastica, estrazione di carbone, raffinazione del petrolio; la lista potrà essere ampliata o comunque ridefinita ogni cinque anni. Rispetto a tutti i settori coinvolti nell'ETS, per i quali la quota gratuita di permessi assegnati scenderà dall'80% del 2013 fino al 30% nel 2020, quelli considerati a rischio di *carbon leakage* sono ammessi a usufruire di una quota maggiorata di permessi gratuiti, per il 10% più efficiente delle installazioni.

A fronte di queste modifiche che sono tuttora in *stand by*, il rallentamento economico coinciso con la crisi dell'ultimo biennio ha nel frattempo già determinato la riemersione imprevista di alcuni punti di debolezza del sistema che si ritenevano superati, in particolare la necessità di una soglia minima dei prezzi dei permessi compatibile con l'effettivo funzionamento dell'ETS. Infatti i *surplus* di diritti di emissione delle industrie assegnatarie, che avrebbero dovuto essere originati da investimenti strutturali in tecnologie *low carbon*, si sono invece generati in modo endogeno e congiunturale per semplice effetto della contrazione produttiva: tali *surplus* sono stati convogliati direttamente in vendita sul mercato ETS oppure sono stati bancabilizzati.

La crisi finanziaria e la rarefazione del credito hanno poi contribuito nei loro momenti più acuti a rendere il mercato dei diritti ETS un mero strumento per reperire liquidità a costi bassi o nulli: in molti casi, infatti, alla vendita dei *surplus* si è aggiunta anche quella dei diritti di emissione che le imprese avrebbero altrimenti usato normalmente in modo diretto per se stesse. Questo effetto si è manifestato in pieno, ad esempio, soprattutto tra dicembre 2008 e gennaio 2009, al culmine della crisi, allorché in appena due mesi sono stati venduti diritti di emissione per l'abnorme ammontare di 2,8 miliardi di euro[52]. Data la generalizzazione di questa situazione – un forte surplus di diritti a livello aggregato abbinato a una corrispondente e contestuale carenza di domanda per la medesima ragione – il prezzo dei diritti di emissione è precipitato (nel febbraio 2009 fino a poco più di 10 € dai 30 di appena sette mesi prima) mantenendosi sempre su livelli estremamente bassi e inferiori a quelli ritenuti minimi e congruenti con obiettivi sostanziali di abbattimento delle emissioni.

Ad aggravare la situazione in un'ottica di lungo termine concorre poi proprio la possibilità del *banking* introdotta in vista della terza fase, in quanto comporta la possibilità di traslare al futuro l'utilizzo dei diritti temporaneamente inutilizzati evitando così abbattimenti reali. In sostanza, il sistema ETS rende del tutto succedanee, e quindi intercambiabili, riduzioni emissive meramente congiunturali e riduzioni strutturali; questo implica un potenziale disincentivo ai necessari investimenti e l'esposizione al rischio di immediato rimbalzo delle emissioni in caso di ripresa del ciclo economico. Il carattere destabilizzante dell'"effetto di sostituzione" generato dal banking nell'*emission trading* è stato evidenziato e quantificato da una recentissima ricerca[53].

[50] Il banking dei permessi comporta peraltro importanti effetti collaterali sull'efficacia del meccanismo ETS (v. oltre nel paragrafo).
[51] Art. 10 bis, paragrafi 15 e 16: sovraccosti sul valore aggiunto ed esposizione internazionale.
[52] *Europe seeks global carbon trading market* Telegraph, 29.01.2009.
[53] Sandbag Climate Campaign, *Cap or Trap ?* How *the EU ETS risks locking-in carbon emissions*, Londra, settembre 2010.

Nel periodo 2008-2012 l'ETS europeo coinvolgerà circa 12.000 impianti per un volume di 1,9 miliardi di tonnellate di emissioni (metà di quelle totali), ma le riduzioni effettive rischiano di ammontare ad appena 32 milioni di tonnellate sia perché la maggior parte (1,8 miliardi) sarebbero oggetto di banking per essere utilizzate nel periodo successivo (2013-2020), sia per effetto di un'eccessiva allocazione iniziale di diritti in forma gratuita ad alcuni settori (ad es. la metallurgia) e Stati (ad es. Romania e Cipro). Ciò comporterebbe che per almeno tutta la prima metà del terzo periodo, fino al 2016, le emissioni effettive anziché diminuire, aumenterebbero fino al 34% pur figurando formalmente come "riduzioni" rispetto ai tetti del periodo precedente. Di conseguenza per rendere realmente efficace l'ETS occorrerebbe procedere a un'allocazione dei permessi in base alle effettive emissioni storiche, anziché ai tetti fissati nei periodi precedenti, nonché limitarne fortemente l'attribuzione gratuita: in termini immediati ciò si tradurrebbe nel ritiro di almeno 1,4 miliardi di tonnellate di permessi.
L'obiettivo di medio-lungo termine rimane comunque quello di mercato globale dei permessi di emissione, le cui sorti – sul piano delle dimensioni assolute, delle dinamiche dei prezzi e in ultima analisi dell'efficacia – dipenderanno profondamente dall'eventuale varo da parte degli USA del ventilato sistema di *cap and trade* e dalle modalità in cui esso verrà articolato (v. 2.1).

BOX 2.1 - Le emissioni dell'Unione Europea: le ultime rilevazioni dall'Inventario Annuale

Per quanto concerne il più recente andamento delle emissioni europee, dai dati dell'inventario annuale delle Emissioni (Annual European Union green house gas inventory 1990-2008 and inventory report 2010) si evince un trend decrescente per l'UE-27: -627 Mt CO_2 dal 1990 al 2008 (-11,3%), di cui 99 (-2%) solo nell'ultimo anno (2008 vs.2007). Quest'ultimo dato fa ritenere del tutto plausibile il raggiungimento dell'obiettivo di riduzione del 20% al 2020. Restringendo il campo all'UE-15, le riduzioni sono rispettivamente -295 Mt dal 1990 (-6,9%) e -75,7 Mt nell'ultimo anno (-1,9%).

Le maggiori riduzioni nell'ultimo anno (2008, il primo di applicazione del Protocollo di Kyoto) si sono avute proprio in due dei tre settori che nell'UE-15 risultano tuttora al di sopra dei valori del 1990: il settore della produzione di elettricità e calore (-60,5 Mt) tuttora superiore di 9,1 Mt rispetto al 1990 e il settore dei trasporti (-22,8 Mt), in eccesso di 134,9 Mt rispetto al 1990. Se si considera invece l'UE-27, rispetto al 1990 i valori sono nettamente inferiori per la produzione energetica (-135,7 Mt di cui -73,4 nell'ultimo anno) ed altrettanto nettamente superiori per i trasporti (+185 Mt di cui -16,4 nell'ultimo anno).

Si nota inoltre come, nell'ultimo anno, l'Europa dell'Est abbia contribuito alla riduzione delle emissioni nel settore energetico (-12,9 Mt) mentre ha dato un contributo positivo alle emissioni nel settore trasporti (+6,4 Mt). A livello di UE-27, per la prima volta dal 1992 diminuiscono le emissioni da trasporto aereo internazionale e marittimo, le quali non sono considerate nel Protocollo di Kyoto pur rappresentando il 5,9% del totale emissivo.

Questi dati sono l'effetto combinato di diversi fattori.
Per quanto concerne il settore energetico, i maggiori contributi sono ascrivibili a Germania (-19 Mt) e Spagna (-17 Mt), che insieme hanno inciso per circa il 60% delle riduzioni grazie soprattutto a switch dalle fonti fossili: dismissione degli impianti termici convenzionali sostituiti dal nucleare (Germania) e abbandono massiccio del carbone (Spagna). Nel settore dei trasporti, le maggiori riduzioni si sono avute in Francia (-6,3 Mt), Spagna (-6,2 Mt), Italia (-4,8 Mt) e Regno Unito (-4,3 Mt). Pertanto considerando congiuntamente questi due settori (i più critici), la Spagna ha inciso da sola per quasi il 40% delle riduzioni, dato confermato a livello complessivo dell'UE-27 dove l'incidenza delle riduzioni è di circa un terzo (-32,9 MT). È anche vero, tuttavia, che la Spagna rimane di gran lunga il Paese con i maggiori incrementi rispetto al 1990 (+42,3%), laddove tutti gli altri fanno registrare decrementi tranne Portogallo (+32,3%), Austria (+10,8%) e Italia (+4,7%).

Box 2.2 – La strategia degli Stati Uniti

La strategia complessiva degli Stati Uniti nel contrasto al cambiamento climatico si è caratterizzata nell'ultimo periodo per il suo carattere estremamente accidentato, a causa della forte contrapposizione tra gli intenti "ambientalisti" dell'Amministrazione Obama (che ha fatto della riforma energetica uno dei tre grandi pilastri del proprio programma politico) e quelli – conservativi – delle varie *lobby* legate alla produzione e al consumo delle principali fonti fossili. Su un piano più generale, questa contrapposizione si è caratterizzata, come quella classica, per differenti priorità: da un lato gli obiettivi ambientali e dall'altro gli obiettivi strategici di tutela della competitività dell'industria nazionale.

Questo contrasto ha determinato un percorso estremamente impervio per il disegno di legge (denominato American Power Act o, volgarmente, Climate Bill) che avrebbe dovuto fornire una ridefinizione e un riordino complessivo di misure ed obiettivi in materia energetica e climatico-ambientale. Il disegno è stato inizialmente approvato dalla Camera dei Rappresentanti, poi notevolmente rimaneggiato e ridimensionato nei suoi contenuti in funzione del passaggio al Senato, dove sarebbe stata altrimenti impossibile l'approvazione, e infine, nonostante questo, egualmente accantonato in vista delle elezioni politiche di medio termine dove i candidati repubblicani si presentano, praticamente tutti, come portatori di tesi tuttora negazioniste riguardo al carattere antropogenico dei cambiamenti climatici.

È tuttavia opportuno riconsiderare egualmente i contenuti di tale disegno di legge sia in quanto, allo stato attuale, sembra che una parte dei suoi contenuti (in particolare quelli relativi alle quote di produzione obbligatoria da fonti rinnovabili) possa essere stralciata e ripresentata sotto forma di nuova legge autonoma con supporto politico trasversale (v. oltre), sia perché in ogni caso il Climate Bill fornisce il perimetro e lo spessore di riferimento potenziale dell'iniziativa USA utile a un confronto quantitativo e qualitativo con le politiche degli altri Paesi, in particolare quelle europee.

Il Climate Bill, nell'ultima versione meno impegnativa presentata al Senato, prevedeva da parte degli USA la conferma dell'obiettivo nazionale dichiarato alla COP 15 di Copenaghen: 17% di abbattimento di emissioni entro il 2020 rispetto al 2005 – di cui il 4,75% entro il 2013 – e ulteriori riduzioni del 42% entro il 2030 e dell'83% entro il 2080. Il sistema di scambio di emissioni era previsto in modo parziale dal 2013 (limitato al settore elettrico e delle raffinerie), per poi entrare a regime nel 2016. Esso conteneva una serie di accorgimenti per prevenirne la finanziarizzazione e l'uso speculativo da parte delle banche - interdette dal trattare i permessi - nonché per contenere la volatilità dei prezzi entro un certo *range* tramite imposizioni fiscali (assimilabili a dazi) sulle importazioni da Paesi privi di obblighi vincolanti di riduzione, come la Cina. Conteneva inoltre (importante in quanto si tratta delle misure che, allo stato attuale, potrebbero essere salvate con altro apposito provvedimento) la previsione di un meccanismo molto simile a quello italiano dei Certificati Verdi:l'obbligo di produzione di una quota di elettricità da fonti rinnovabili, prevista inizialmente pari al 15% (inizialmente al 20%) entro il 2021, sopperibile per massimo un quarto con interventi di miglioramento dell'efficienza e, per il resto, con il ricorso (obbligatorio se necessario) all'acquisto di certificati sul corrispondente mercato.

Diversi osservatori avevano evidenziato i punti sensibili di debolezza e di depotenziamento presentati dall'ultima versione: a) gli sconti emissivi applicati ad alcuni settori industriali particolarmente energivori, che sarebbero stati applicati in ragione dei miglioramenti dell'efficienza rispetto a benchmark prefissati anziché derivare da riduzioni assolute (in analogia con le recenti decisioni europee riguardanti i settori esposti al *carbon leakage*); b) i cosiddetti "meccanismi di compensazione", che avrebbero consentito di ridurre annualmente le emissioni di CO_2 fino a due miliardi di tonnellate ricorrendo a progetti di varia natura anziché alla fonte; c) le classificazioni molto permissive delle fonti *emission free*, in particolare i biocombustibili dei quali non veniva considerato il ciclo di vita; d) trattamenti fortemente favorevoli (anziché penalizzanti) riservati a carbone e nucleare: per il primo attraverso aiuti pubblici diretti di 2 miliardi di $ finalizzati ad abbattere le emissioni; per il secondo con fondi di garanzia aggiuntivi, snellimento delle procedure autorizzative, traslabilità dei costi di costruzione in bolletta anticipati rispetto al completamento delle nuove centrali e assicurazioni sul rischio regolatorio per alcuni progetti già esistenti. Anche qualora il Climate Bill fosse stato approvato nell'ultima versione, il risultato stimato di tutte queste attenuazioni sarebbe consistito in una riduzione effettiva delle emissioni pari ad appena il 3-4% rispetto alla Baseline del 1990.

Di contro, l'aspetto interessante e positivo rispetto al sistema europeo, era costituito dalla prevista retrocessione ai cittadini, tramite le utility ed in misura pari a due terzi, dei proventi della vendita dei permessi: inizialmente in forma di sconti sulla bolletta o di copertura delle spese per interventi di efficienza energetica, e a partire dal 2025 in forma di sgravi fiscali. Il restante terzo sarebbe stato utilizzato dallo Stato per incentivare l'economia a basse emissioni.

Come si accennava in precedenza, attualmente sembra apparire recuperabile, tramite un nuovo provvedimento dotato di sostegno politico trasversale (Renewable Energy Standard), l'obbligo di produzione di una quota di elettricità da fonti rinnovabili e la conseguente istituzione del relativo mercato dei certificati.

3 IL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO: SITUAZIONE E TREND IN ATTO

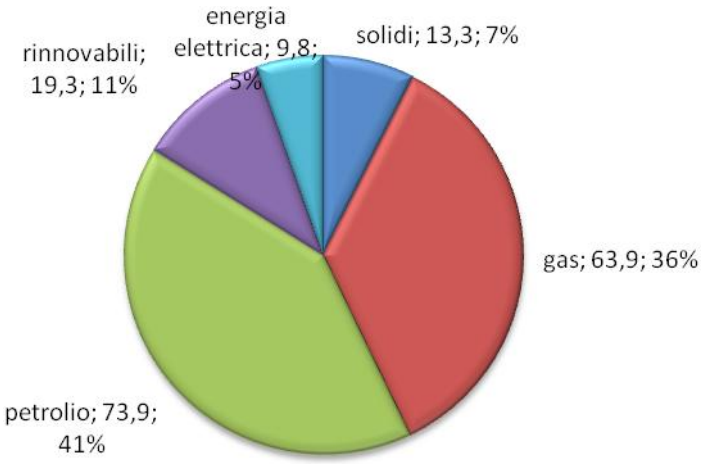
3.1 Domanda e offerta di energia

La domanda di energia primaria, nel 2009, si è attestata sui 180,2 Mtep[54]: il dato scaturisce da una contrazione significativa dell'apporto delle fonti fossili, pur a fronte della crescita delle rinnovabili (+13,7%) e delle importazioni di energia elettrica (+11%). La caduta della domanda di energia primaria, rispetto ai valori del 2008 (-5,8%) evidenzia una accelerazione, rispetto alla discesa dei consumi primari, che si registra ormai da 4 anni.

La composizione percentuale della domanda per fonte, conferma la specificità italiana, nel confronto con la media dei 27 Paesi dell'Unione Europea, relativamente al maggior ricorso a petrolio e gas, all'import strutturale di elettricità, al ridotto contributo dei combustibili solidi (7% dei consumi primari di energia) e al mancato ricorso alla fonte nucleare (Figura 3.1a).

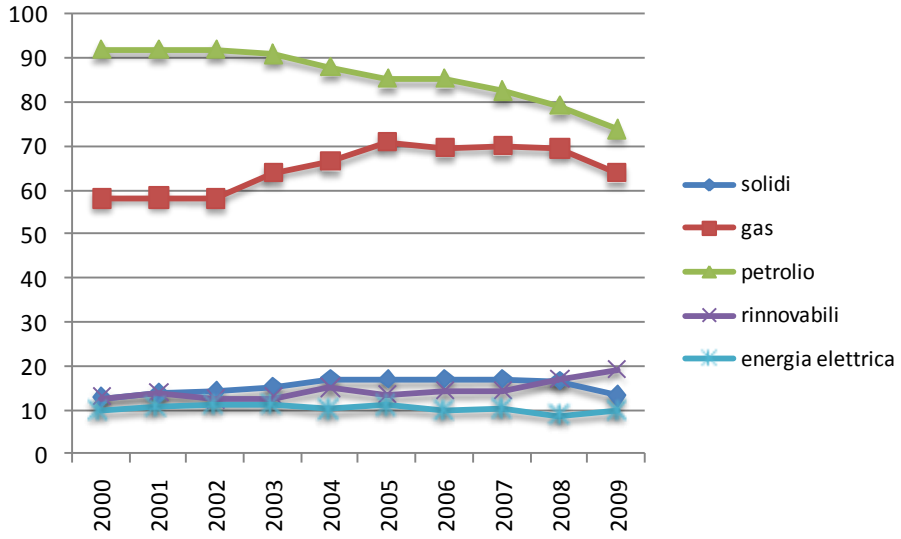
La Figura 3.1 b mostra il profilo dinamico dei consumi primari lordi nazionali.

Figura 3.1a: Domanda di energia primaria per fonte. Anno 2009 (Mtep e percentuali)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

Figura 3.1b: Domanda di energia primaria per fonte. Anni 2000-2009 (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

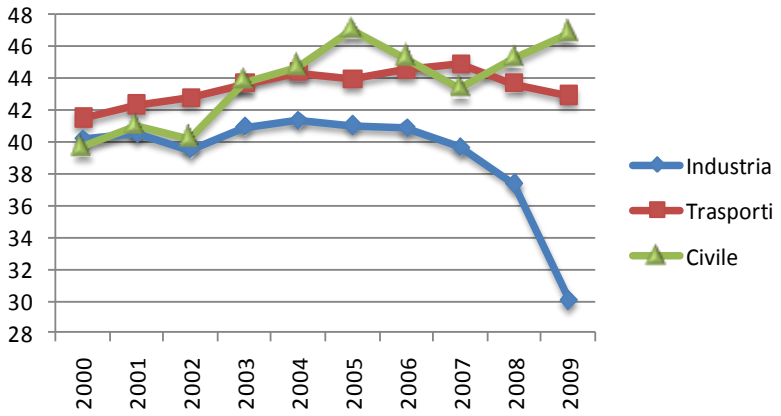
[54] Dati preliminari del Ministero dello Sviluppo Economico.

Il dato più evidente consiste nella contrazione significativa delle fonti fossili che interrompe i trend inversi della domanda di petrolio e gas, rispettivamente in declino ed in ascesa fino al 2008; vanno quindi segnalati l'andamento stabile delle importazioni di energia elettrica e la dinamica crescente delle rinnovabili.
I consumi finali di energia hanno subito una contrazione del 5,2% rispetto al 2008 attestandosi sui 133,2 Mtep.

Uno sguardo ai consumi energetici nei settori di uso finale dell'energia (Figura 3.2) evidenzia:

- una flessione ridotta ma significativa dei consumi del settore trasporti (-1,8%);
- una variazione di segno inverso nel settore Civile (+3,5%) collegata alla variabilità climatica (gas +5% ed energia elettrica a +3%, rinnovabili a +9%);
- la rilevante contrazione dei consumi dell'industria (-20%) in accordo con la forte flessione della produzione industriale[55] (-13,3%).

Figura 3.2: Consumi finali di energia per settore in Italia. Anni 2000-2009 (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

Un'analisi sintetica dei consumi finali per fonte e per settore mostra come le variazioni più rilevanti riguardino in particolare:

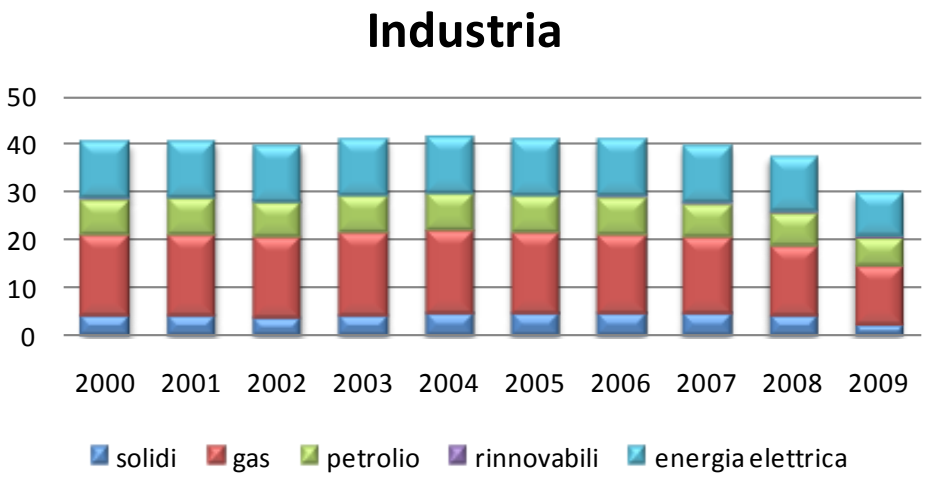
- la contrazione dei consumi di energia elettrica e combustibili solidi nell'industria (Figura 3.3);
- il trend di riduzione dei consumi di prodotti petroliferi nei trasporti;
- l'incremento dei consumi di gas nel settore civile.

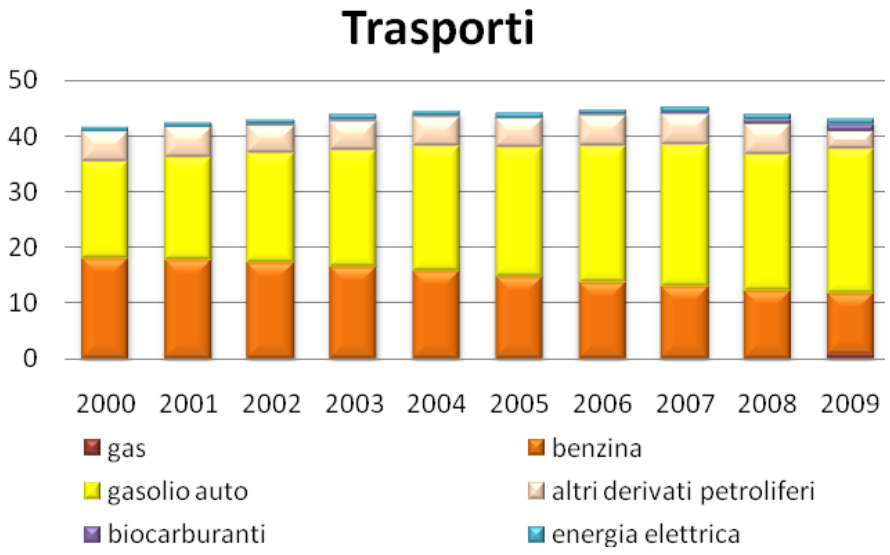
I trend di Figura 3.3 mostrano una sostanziale invarianza nel profilo del mix energetico nazionale dei consumi di settore.

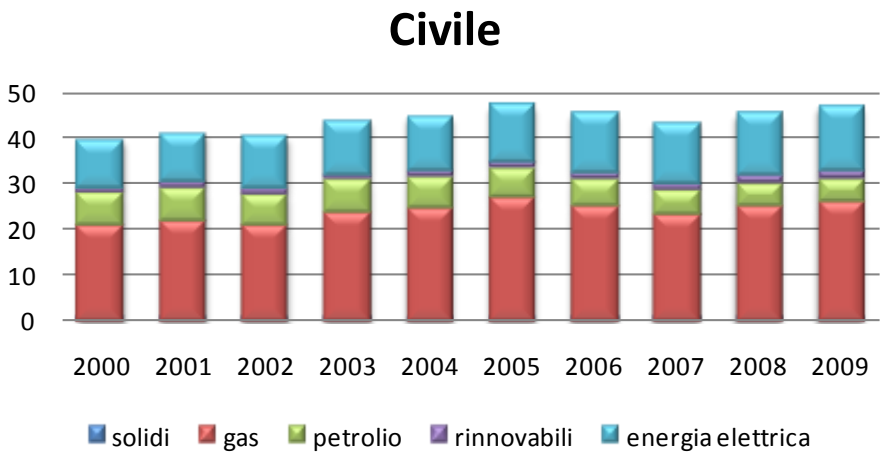
Esaminando il dato dell'anno passato, emerge il predominio di gas ed energia elettrica nei settori industriale (circa il 70% sul totale dei consumi) e civile (85%); il petrolio copre più o meno la totalità del fabbisogno del settore trasporti e, nell'ambito del trasporto su strada, si registra una progressiva sostituzione della benzina con il gasolio per autotrazione (quanto al GPL, esso dà conto, in media, del 25% della voce Altro nel grafico, con un profilo piuttosto decrescente nel periodo, eccezion fatta per il 2009).

[55] Dati destagionalizzati e corretti per gli effetti di calendario, valore aggiunto ai prezzi base, valori concatenati in milioni di euro, base 2000 (fonte: Istat).

Figura 3.3: Italia. Consumi finali di energia per fonte e per settore. Anni 2000-2009 (Mtep)







Fonte: elaborazioni su dati MSE

Box 3.1 – Tendenze nel 2010

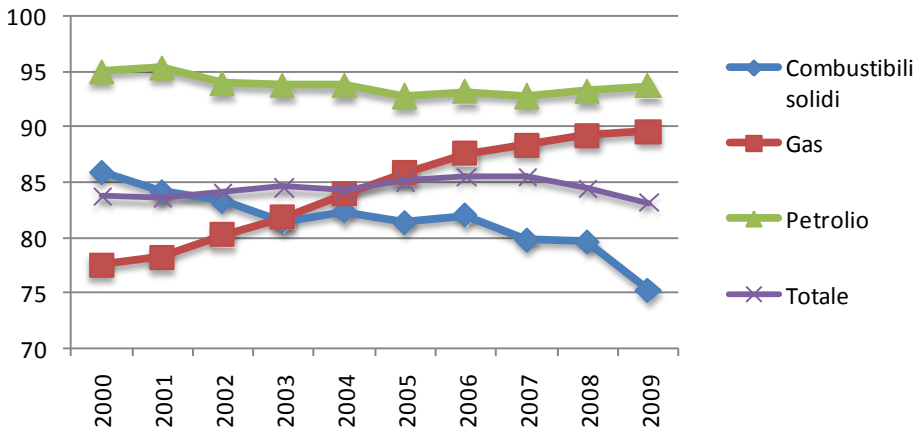
Nel 2009, la crisi economica globale, iniziata nella seconda metà dell'anno precedente, ha colpito così severamente l'intero comparto energetico da rendere opinione comune che un pur contenuto miglioramento, nell'anno in corso, non possa modificare la valutazione complessiva sulle forti difficoltà di ripresa del settore: secondo le prospettive di breve termine attuali, si profila una crescita a livelli contenuti, presumibilmente inferiori a quelli del 2008. Uno sguardo ad alcuni indicatori rilevanti al presente dà indicazioni di diverso segno per le varie fonti e di moderata crescita per il comparto energetico in generale:

- secondo le stime più recenti la domanda complessiva di energia nei primi 6 mesi del 2010 in Italia è del 2% rispetto al primo semestre dell'anno precedente (stima AIEE), a fronte del modesto aumento del PIL (+1,1% sul I trimestre 2010, +0,4% sul corrispondente trimestre del 2009) e della crescita dell'indice della produzione industriale (+2,4% in termini congiunturali sul trimestre precedente ad agosto 2010);
- il consumo interno lordo di gas, a settembre 2010, registra un incremento tendenziale significativo sul 2009 (+7,5%);
- la maggiore disponibilità di gas appare in accordo col dato dei consumi elettrici, in chiara risalita rispetto all'anno passato: al 30 settembre del 2010 il valore annuo cumulato della produzione netta (213.074 GWh) è in aumento del 2,1% rispetto allo stesso periodo del 2009 ed il valore della richiesta di energia elettrica, con 243.347 GWh, fa segnare nello stesso periodo un incremento del 1,7% rispetto al 2009.
- i consumi di prodotti petroliferi (espressi in migliaia di tonnellate) del mese di agosto aumentano del 2,6% in termini tendenziali (per il periodo cumulato gennaio-agosto tuttavia diminuiscono del 3,3%). Ripetendo il calcolo precedente per i consumi di benzina si hanno rispettivamente -4,6% e -6,3%; per il gasolio auto si hanno +3,3% e +0,1%.

3.2 Dipendenza energetica e fattura energetica: aspetti strutturali delle importazioni di energia

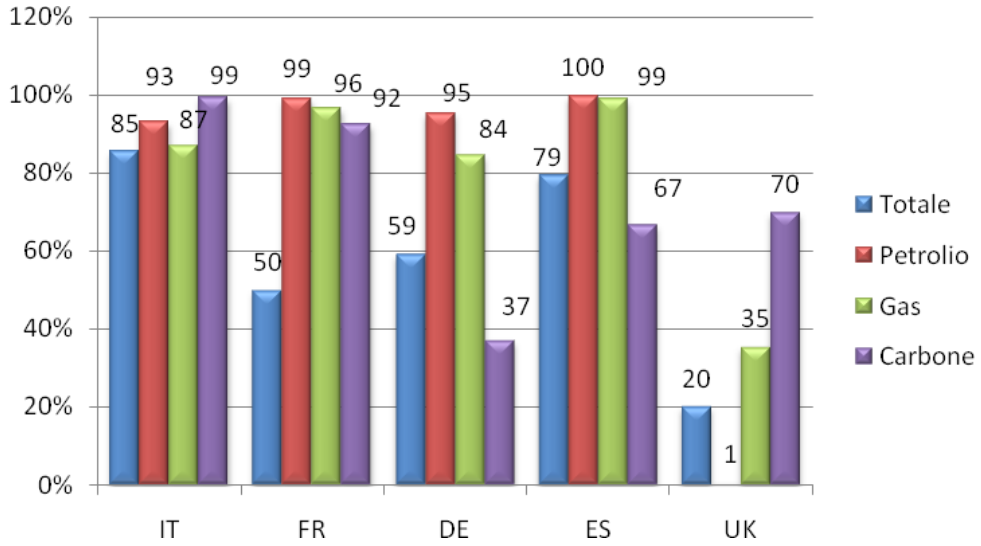
La dipendenza del nostro sistema energetico nazionale dall'estero, da alcuni anni intorno all'85% (UE-27, circa il 53%), si conferma sostanzialmente invariata nell'anno passato (-1,5% sul dato del 2008, chiaro effetto della riduzione globale della domanda). La Figura 3.4 illustra la crescita della dipendenza dall'estero per il gas naturale a fronte di una sostanziale stabilità della dipendenza da petrolio: questa situazione origina sia dall'andamento complessivo della domanda per fonte che dagli andamenti della produzione nazionale (in netto calo per il gas naturale).

Figura 3.4: Dipendenza energetica, totale e per fonte, dell'Italia. Anni 2000-2009 (percentuali)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

Figura 3.5: Italia e altri Paesi UE, dipendenza energetica (totale, petrolio e gas). Anno 2007 (percentuali)



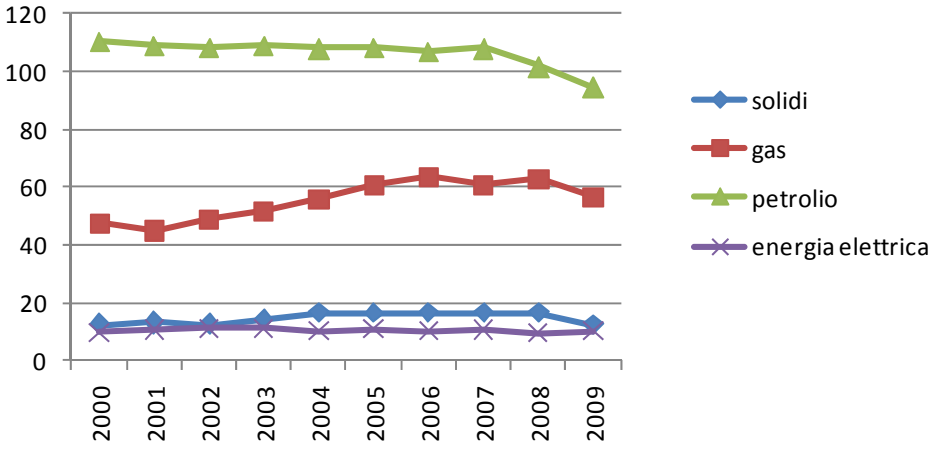
Fonte: elaborazione ENEA su dati IEA

Un confronto tra l'Italia ed alcuni tra i principali Paesi UE (Figura 3.5), consente di notare che, a fronte di diversi livelli di dipendenza energetica totale, si mantiene costante la dipendenza dal petrolio (prossima al 100%) che il settore trasporti impone in tutti i Paesi che non si distinguano per una significativa produzione interna (unica eccezione in figura, il Regno Unito).

Da notare, caso italiano, una totale dipendenza anche per i combustibili solidi, in assenza di una significativa produzione interna: analoga all'italiana la situazione francese (in cui però il peso percentuale del carbone, sulla TPES, è significativamente inferiore). L'analisi della composizione della disponibilità di energia primaria in Italia, evidenzia il ricorso sistematico alle importazioni di energia elettrica, che conserva un profilo storico costante, ben evidenziato nella Figura 3.6.

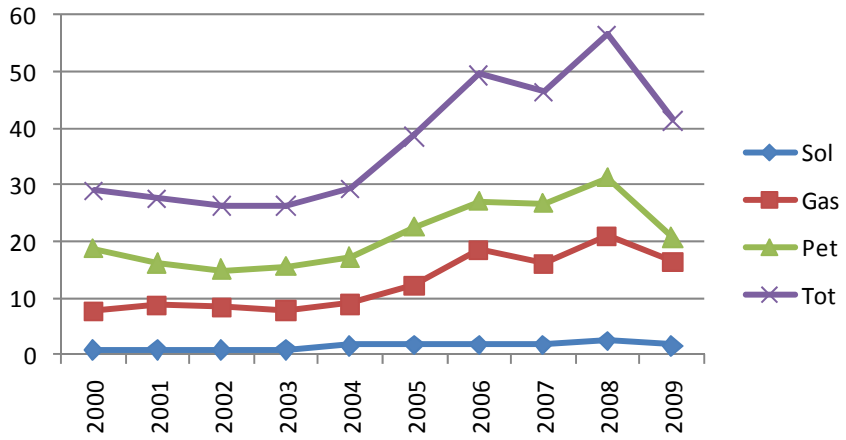
A fronte dei profondi cambiamenti verificatisi con riguardo alle dinamiche comparate delle fonti primarie più importanti (petrolio e gas naturale, il cui profilo storico dell'import segue, come prevedibile, quello esaminato per la dipendenza energetica), l'import elettrico si configura come stabile presenza nel panorama dell'approvvigionamento energetico nazionale.

Figura 3.6: Importazioni di fonti primarie (petrolio, gas, elettricità) in Italia. Anni 2000-2009 (dati in Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MiSE

Figura 3.7: Fattura energetica italiana. Anni 2000-2008 (miliardi di euro)

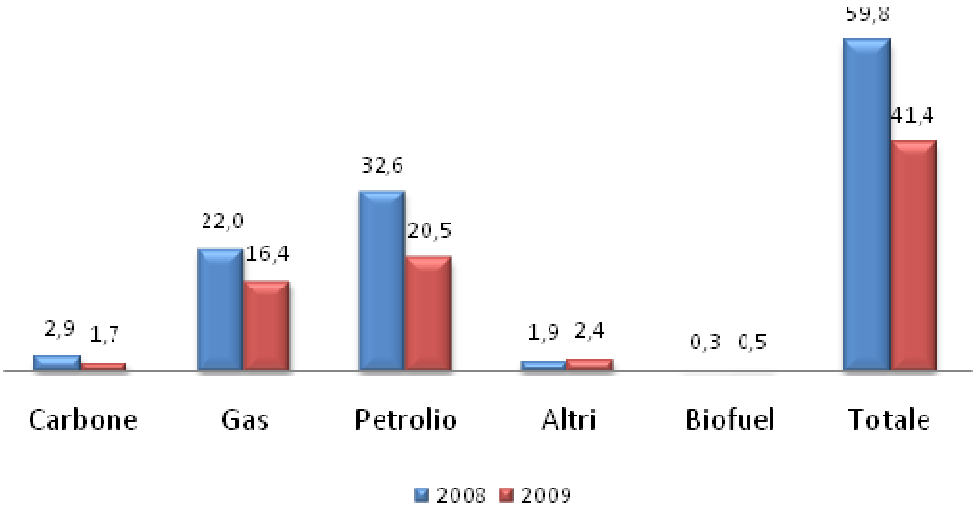


Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE e UP

La fattura energetica complessiva (Figura 3.7) crolla dal picco del 2008 (circa 57 miliardi di euro) ad un totale di 41,4 miliardi di euro. La dinamica illustrata trova spiegazione nella forte riduzione delle importazioni di gas e petrolio sull'anno precedente (-10% e -7%, rispettivamente) e nella dinamica dei prezzi del greggio. Il prezzo del petrolio, espresso in euro al cambio euro/dollaro indicato nelle tabelle di fonte MiSE, risulta essere diminuito del 34%.

Nella Figura 3.8 è interessante notare la presenza dei biocombustibili nella composizione strutturale della fattura; ancora poco rilevanti a livello assoluto, si registra tuttavia un incremento sostenuto della loro presenza rispetto all'anno precedente.

Figura 3.8: Fattura energetica italiana, composizione per fonti. Anni 2008-2009 (miliardi di euro)

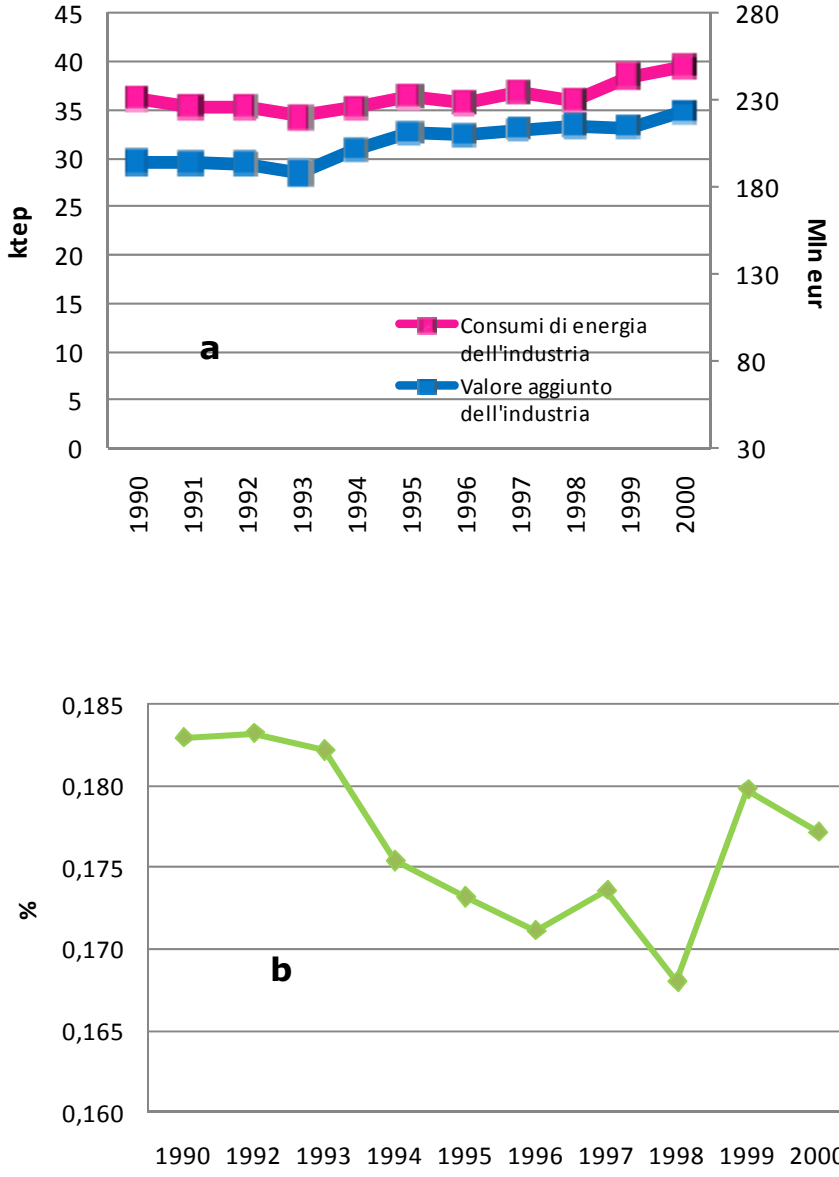


Fonte: elaborazione ENEA su dati UP

3.3 L'intensità energetica del comparto manifatturiero

L'intensità energetica dell'intero settore manifatturiero può essere "decomposta" [56] in due variabili ad essa organiche: la componente Struttura (data dalla composizione per branche del settore ed espressa come quota percentuale del VA di ogni branca sul totale) e l'Intensità energetica sottosettoriale, che coincide con i consumi specifici di ognuna delle branche, per unità di valore aggiunto (Figura 3.9).

Figura 3.9: Intensità energetica disaggregata (a) e aggregata (b) del settore industriale in Italia. Anni 1990-2000

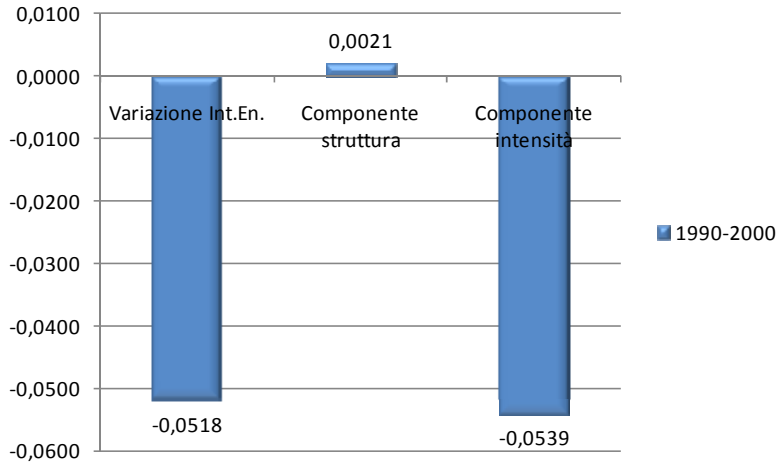


Fonte: elaborazione ENEA su dati EUROSTAT

Dalla Figura 3.10, che illustra i risultati, si evince che la diminuzione di intensità energetica verificatasi è da imputare esclusivamente al cambiamento dell'intensità energetica sotto-settoriale delle branche; nel periodo, si è quindi sperimentato un evidente miglioramento in termini di efficienza energetica conseguita dai vari sotto-settori.

[56] Il metodo utilizzato, compreso nella serie di tecniche note come metodi di decomposizione mediante numeri indice, è il *Log Mean Divisia Index I* (LMDI I): per completezza di esposizione, nella numerosa letteratura in cui è impiegato e discusso, si segnala Ang (2000).

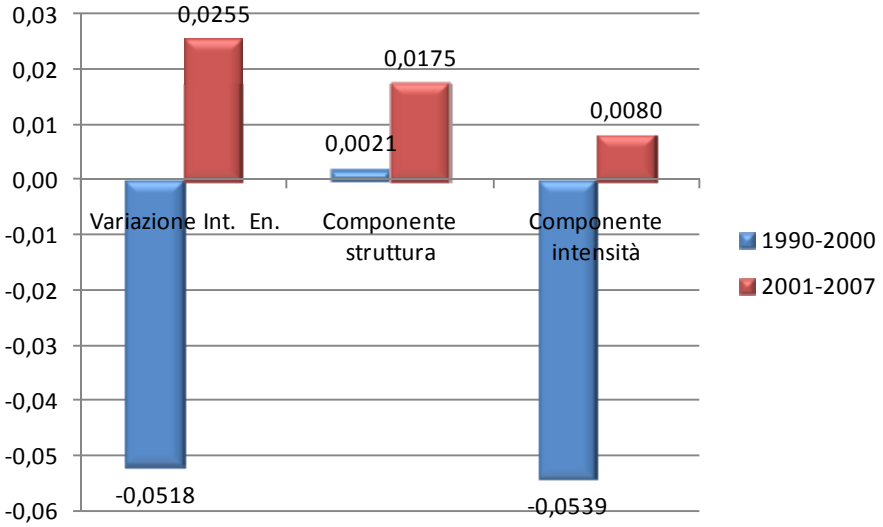
Figura 3.10: Decomposizione dell'intensità energetica dell'industria italiana fra il 1990 e il 2000 (percentuali)



Fonte: elaborazione ENEA su dati EUROSTAT

È possibile considerare, inoltre, il mutamento comparato dell'intensità energetica sottosettoriale tra branche (Figura 3.11).

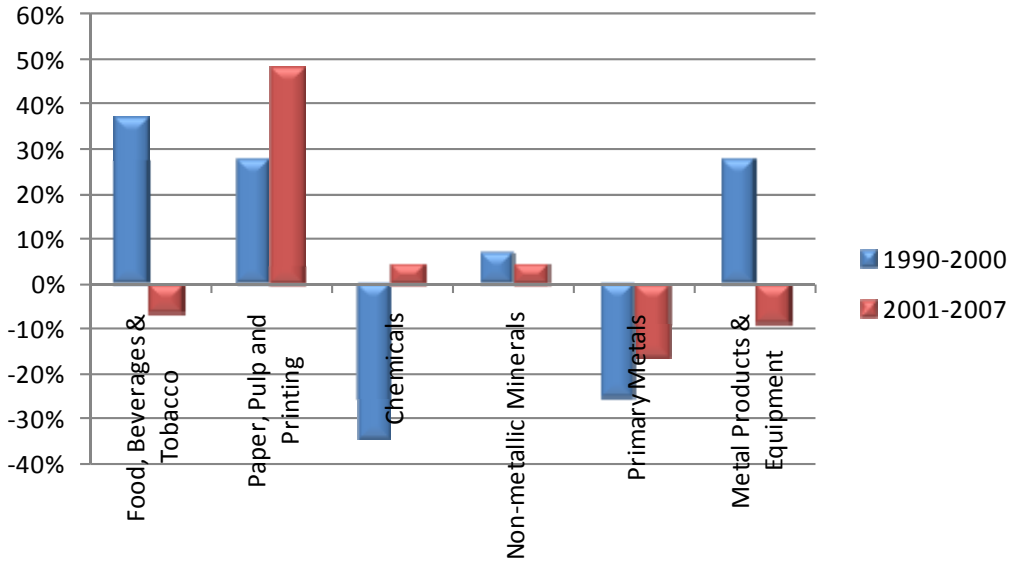
Figura 3.11: Decomposizione dell'intensità energetica di alcune branche dell'industria italiana per i periodi 1990-2000 e 2001-2007 (percentuali)



Fonte: elaborazione ENEA su dati EUROSTAT

Il profilo dinamico dell'intensità energetica per l'industria italiana nel secondo periodo peggiora visibilmente: ciò è da ascrivere, per la parte più consistente, al cambiamento strutturale che ha favorito le branche con i consumi energetici più alti di energia e, per circa un terzo, al peggioramento dell'intensità energetica sottosettoriale globale, come mostra la Figura 3.12.

Figura 3.12: Variazione dell'intensità energetica di alcune branche dell'industria italiana per i periodi 1990-2000 e 2001-2007 (percentuali)



Fonte: elaborazione ENEA su dati EUROSTAT

L'analisi comparata tra i due periodi rivela significativi cambiamenti in termini di efficienza energetica (di cui l'intensità energetica per branca può essere considerata una variabile proxy) per le branche in esame. Il comparto agroalimentare inverte la sua performance sul periodo precedente, a fronte di un deciso peggioramento del cartario (nel 2001-2007 il valore aggiunto va a -3,2%, i consumi energetici a +43,6%). L'analisi puntuale per le singole branche mostra potenziali margini di miglioramento nelle performance di almeno tre branche del comparto manifatturiero (cartaria, chimica e minerali non metalliferi).

3.4 Il quadro nazionale per le fonti energetiche rinnovabili

Nel 2009 il consumo interno lordo da fonti energetiche rinnovabili (FER) in Italia è in aumento del 16% rispetto all'anno precedente ed è arrivato a quota 20.674 ktep[57]. Fonti non tradizionali come eolico, fotovoltaico, rifiuti e biomasse presentano in termini percentuali l'incremento più significativo e incidono per una quota pari al 32% del totale (Tabella 3.1).

Nel 2009 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ha superato i 68 TWh, mostrando una crescita del 17% rispetto all'anno precedente e pari al 20% del consumo interno lordo di energia elettrica. L'idroelettrico rappresenta tutt'oggi la principale fonte con quasi il 72% (49,1 TWh) circa della produzione elettrica nazionale da FER, seguito dal settore geotermico, in leggero calo, con 5,3 TWh di produzione e dall'eolico salito a circa 6,5 TWh.

Più limitati gli apporti elettrici di biomassa, biogas e rifiuti solidi urbani (RSU), in aumento di solo 0,3 TWh nel 2009, e quello del settore fotovoltaico, con circa 1.158 GWh di produzione, che mostra però il maggiore incremento tra tutte le FER (Figura 3.13).

[57] Queste stime non coincidono con quelle del Bilancio Energetico Nazionale (BEN) riportate nel paragrafo precedente in quanto includono alcune valutazioni circa la produzione di calore da fonti rinnovabili e la produzione di energia elettrica da piccoli impianti fotovoltaici non allacciati alla rete elettrica che il BEN non considera.

Tabella 3.1: Energia da fonti energetiche rinnovabili in equivalente fossile sostituito (valori in ktep)

Fonti energetiche	2000	2005	2006	2007	2008	2009
Idroelettrica[1]	9725	7935	8139	7219	9157	10810
Eolica	124	515	654	888	1069	1439
Fotovoltaico	4	7	11	26	99	255
Solare termico	11	21	29	45	65	81
Geotermia	1248	1384	1429	1438	1427	1388
Rifiuti	230	751	836	867	892	926
Legna ed assimilati[2]	2344	3153	3328	3710	3900	4098
Biocombustibili	95	172	155	174	718	1178
Biogas	162	343	383	415	459	499
Totale	**13943**	**14283**	**14962**	**14780**	**17786**	**20674**
di cui non tradizionali[3]	1816	3805	4129	4473	5478	6591

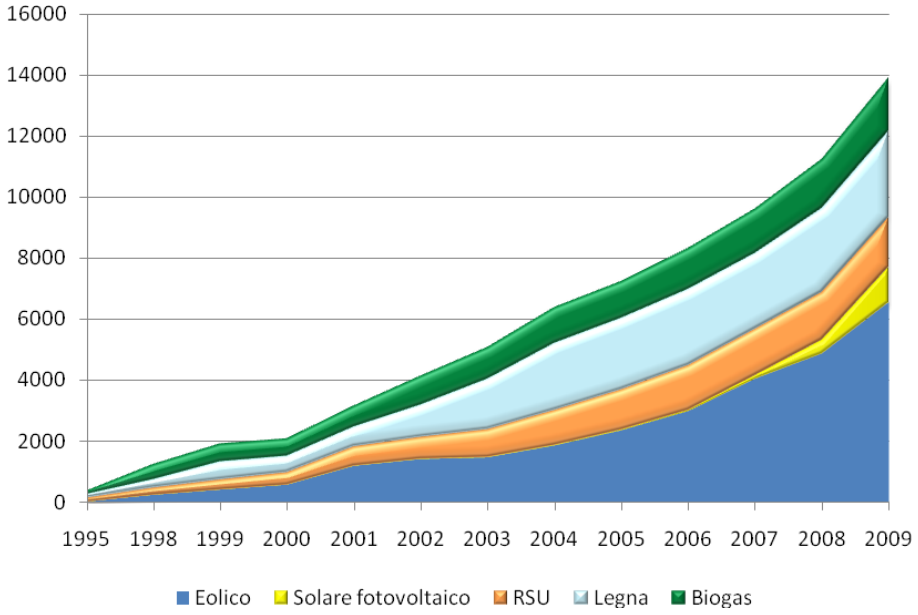
FONTE: elaborazioni ENEA su dati di origine diversa

1 Solo elettricità da apporti naturali valutata a 2200 kcal/kWh

2 Non include risultato indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni

3 Eolico, solare, rifiuti, legna (esclusa la legna da ardere), biocombustibili, biogas

Figura 3.13: Elettricità da fonti rinnovabili non tradizionali in Italia. Anni 1995-2009 (GWh)

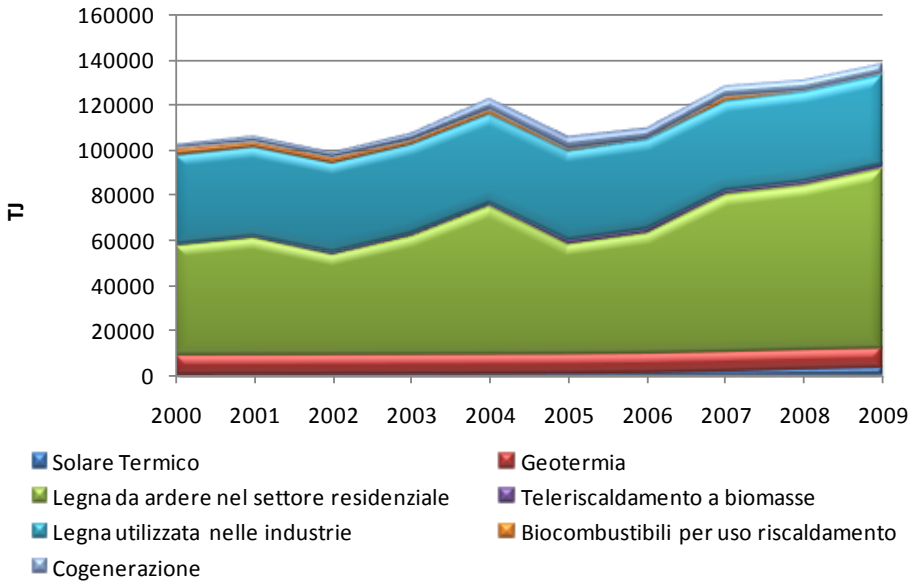


Fonte: elaborazioni ENEA su dati Terna ed ENEA

Con riferimento al biodiesel, nel 2008 il livello di sostituzione di energia primaria corrisponde a 49.320 TJ, cioè più del 64% rispetto all'anno precedente, grazie anche all'aumento della quota minima vincolante di biocarburanti sul totale dei carburanti fossili immessi in consumo e all'aliquota d'accisa agevolata per i biodiesel.

La produzione di calore da fonti rinnovabili (Figura 3.14) viene stimata nel 2009 in circa 45.000 TJ da impianti industriali (legna e assimilati, compreso calore da cogenerazione) e in circa 81.000 TJ dal settore civile (legna da ardere e teleriscaldamento a biomasse). Quest'ultimo dato può essere considerato approssimato per difetto in quanto tiene conto esclusivamente della biomassa legnosa commercializzata e rilevata dalle statistiche nazionali quando gran parte dei consumi di biomassa legnosa nel settore residenziale sfugge alle rilevazioni ufficiali. Più limitato l'apporto proveniente dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica (quasi 9.000 TJ) mentre il dato del contributo del solare termico, 2.300 TJ, ha mostrato un interessante profilo di crescita negli ultimi anni.

Figura 3.14: Produzione di calore da fonti rinnovabili in Italia. Anni 2000-2009 (TJ)



* Dati provvisori

Fonte: elaborazioni ENEA su dati di varia provenienza

3.5 Energia elettrica

Nel 2009 i consumi totali di energia elettrica (Tabella 3.2 a pag. 61) sono scesi a 299,9 TWh (-6,0%). Le perdite di rete fanno registrare un'incidenza sulla richiesta del 6,4% (6,0% nel 2008).

Nel corso dell'anno i consumi di energia elettrica nell'industria sono calati del 13,8% attestandosi a 130,5 TWh. Il settore industriale copre nel 2009 il 43,5% del totale dei consumi (a fronte del 47,4% nel 2008).

I consumi dell'agricoltura, pari a 5,6 TWh rimangono sostanzialmente stabili (-0.3%)

I consumi del terziario, pari nel 2009 a 94,8 TWh (+1,3% rispetto al 2008), e del settore residenziale con 68,9 TWh (+0,8%) mostrano una lieve crescita.

Nel 2009 la produzione nazionale netta, pari a 281,1 TWh, è diminuita dell'8,5% rispetto all'anno precedente, con un sensibile incremento delle principali fonti rinnovabili – idrica, eolica e fotovoltaica (complessivamente +19,2% con una incidenza sul consumo interno lordo pari al 20,8%) – ed una contrazione della produzione termoelettrica tradizionale (-13,6%). Tra i combustibili impiegati per la produzione termoelettrica si conferma il primato del gas naturale pari al 44,2% della produzione.

Il grafico evidenzia il ruolo largamente predominante della fonte gas nella generazione elettrica in Italia, pur tenendo conto della forte flessione subita dalle fonti fossili dell'anno passato: petrolio (-17,3%), combustibili solidi (-7,7%) e, fra le cadute più rilevanti, proprio il gas naturale (-14,7%). Il dato di import (+8,4% sul 2008) è ormai strutturale nel contesto nazionale; la voce Altri combustibili è riferita ad un mix di combustibili solidi e petroliferi (in un rapporto di circa, rispettivamente, un terzo a due terzi); sempre consistente, ed in crescita, l'apporto delle fonti rinnovabili.

Box 3.2 - Meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili

Il sistema di incentivi introdotto nel 1992 attraverso il Provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi n. 6/92, comunemente conosciuto come CIP 6/92, ha previsto l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti entrati in funzione successivamente al 30 gennaio 1991 ed alimentati tramite fonti rinnovabili o "assimilate". Quest'ultima categoria in particolare ha riguardato impianti:

- in cogenerazione;
- che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi e in impianti;
- che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi;
- che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati.

Il meccanismo ha previsto che, tramite un contratto di acquisto dell'energia prodotta dagli impianti, venisse erogata una tariffa incentivante costituita sia da una componente di "costo evitato" (costo d'impianto, d'esercizio, di manutenzione e spese generali connesse e di combustibile), che l'Enel avrebbe dovuto altrimenti sostenere per produrre l'energia, e sia da una componente di incentivazione variabile a seconda della tecnologia utilizzata. Alla prima componente veniva riconosciuta una validità pari all'intera durata del contratto, ossia 15 anni, mentre alla seconda 8 anni. L'introduzione della categoria delle fonti assimilate alle rinnovabili ha consentito l'accesso al sistema d'incentivazione anche a impianti quali inceneritori di rifiuti compresivi della parte inorganica. Questo aspetto ha sollevato diverse critiche da parte di chi ritiene che, riferendosi alla direttiva europea 2001/77/CE, la frazione non biodegradabile dei rifiuti non è da considerare una fonte rinnovabile.

Una valutazione del costo complessivo del CIP 6/92 per il periodo che va dall'anno di implementazione fino al 2000 risulta ardua a causa della scarsità di dati relativi ai primi anni di operatività. Tuttavia è possibile fornire una stima del costo d'acquisto dell'energia che il sistema d'incentivazione ha generato nell'arco di tempo 2001-2008, pari a circa 36 miliardi di €. Stime del GSE (Gestore Servizi Energetici) attestano inoltre attorno a 30 miliardi di € il costo per il rimanente periodo 2009-2020 portando quindi il costo totale, nel ventennio considerato, attorno ai 66 miliardi di €. È evidente tra l'altro uno sbilanciamento delle spese complessivamente sostenute a favore delle fonti assimilate che nel periodo 2001-2008 si stima abbiamo contribuito a formare circa il 70% del costo totale di ritiro dell'energia da CIP6/92 (Fonte: IEFE – Università Bocconi).

Il meccanismo del CIP 6/92 è stato successivamente sostituito da quelli dei Certificati Verdi (CV), introdotto nel 1999 con il "Decreto Bersani". Ad oggi la normativa in vigore per l'incentivazione delle fonti rinnovabili prevede che a partire dal 1° gennaio 2008 i produttori di energia rinnovabile generata da impianti di potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW possano accedere al meccanismo di incentivazione tramite CV o Tariffa Omnicomprensiva (TO) per 15 anni.

I CV hanno un valore unitario pari a 1 MWh e sono calcolati come prodotto tra la produzione netta di energia incentivabile e i coefficienti differenziati per fonte indicati nella Legge Finanziaria 2008. I CV vengono scambiati al prezzo che si determina sul mercato attraverso domanda e offerta mentre quelli di titolarità del GSE sono venduti a un prezzo di riferimento calcolato come differenza tra il valore di riferimento (180 €/MWh) e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica comunicato entro il 31 gennaio di ogni anno dall'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas). Con riferimento all'obbligo di ritiro da parte del GSE dei CV in eccesso di offerta rispetto agli obblighi dei produttori, si è proceduto a un emendamento dell'articolo 45 della manovra finanziaria DL 78/2010, che mantiene l'obbligo del ritiro ma la spesa sostenuta a partire dal 2011 dovrà essere del 30% inferiore a quella per le competenze del 2010.

La TO, inclusiva sia dell'incentivo che del ricavo derivante dalla vendita dell'elettricità generata, può essere richiesta in alternativa ai CV per impianti di potenza nominale media annua non superire a 0,2 MW per l'eolico ed a 1 MW per gli altri impianti. I valori della TO sono differenziati per fonte e aggiornati in base alla Legge 23/07/2009 n.99.

Valore di riferimento, coefficienti moltiplicativi e TO possono inoltre essere aggiornati ogni tre anni attraverso un decreto del Ministero dello Sviluppo Economico.

È stato pubblicato ad agosto 2010 il nuovo Conto Energia per l'energia prodotta da impianti fotovoltaici che entreranno in servizio dopo il 31 dicembre 2010. Per gli impianti realizzati entro la fine dell'anno e che entreranno in servizio entro il 30 giugno 2011 si continuerà ad applicare, ai sensi della legge 129/2010, l'attuale Conto Energia. Il nuovo sistema d'incentivazione prevede una riduzione delle tariffe a partire dal 2011, più marcata per i grandi impianti e più contenuta per quelli di taglia minore, e una ulteriore decurtazione del 6% all'anno per gli impianti che entrano in esercizio nel 2012 e 2013. Il documento prevede inoltre un limite di potenza incentivabile per gli impianti fotovoltaici pari a 3.000 MW e, ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2020, una potenza fotovoltaica cumulata entro tale data pari a 8.000 MW.

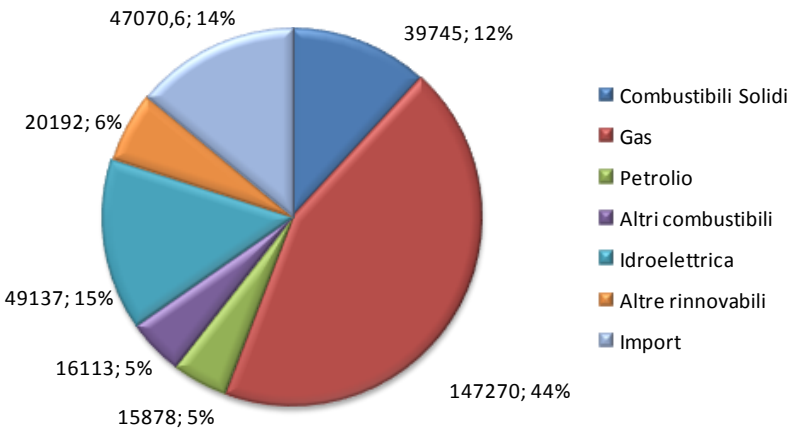
Pubblicate, sempre da poco, le Linee Guida nazionali che riguardano l'Autorizzazione Unica per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili e che Regioni ed enti locali sono tenuti a recepire entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore. Lo scopo è quello di mettere a punto modalità e criteri unitari sul territorio nazionale al fine di garantire uno sviluppo ordinato delle infrastrutture energetiche sul territorio. In questo modo vengono fornite regole certe che favoriscono gli investimenti e coniugano le esigenze di crescita e il rispetto dell'ambiente e del paesaggio.

Tabella 3.2: Bilancio dell'energia elettrica in Italia

GWh	2008	2009	2009/2008
Produzione lorda	**319.129,6**	**292.641,7**	**-8,3%**
- idrica	47.226,5	53.442,7	13,2%
- termica	261.328,4	226.637,9	-13,3%
- geotermica	5.520,3	5.341,8	-3,2%
- eolica	4.861,3	6.542,9	34,6%
- fotovoltaica	193,0	676,5	250,6%
Consumi dei servizi ausiliari	**12.065,0**	**11.534,4**	**-4,4%**
Produzione netta	**307.064,5**	**281.107,3**	**-8,5%**
- idrica	46.672,6	52.843,3	13,2%
- termica	250.149,1	216.086,9	-13,6%
- geotermica	5.197,6	5.015,8	-3,5%
- eolica	4.852,4	6.484,9	33,6%
- fotovoltaica	192,9	676,4	250,7%
Destinata ai pompaggi	**7.617,7**	**5.798,2**	**-23,9%**
Produzione destinata al consumo	**299.446,9**	**275.309,2**	**-8,1%**
Ricevuta da fornitori esteri	**43.432,5**	**47.070,6**	**8,4%**
Ceduta a clienti esteri	**3.398,4**	**2.111,4**	**-37,9%**
RICHIESTA	**339.480,9**	**320.268,4**	**-5,7%**
Perdite di rete	**20.443,7**	**20.353,2**	**-0,4%**
in percentuale della richiesta	6,0%	6,4%	
CONSUMI	**319.037,2**	**299.915,2**	**-6,0%**
Agricoltura	**5.669,5**	**5.649,9**	**-0,3%**
Industria	**151.366,6**	**130.505,9**	**-13,8%**
- Manifatturiera di base	70.026,8	57.420,5	-18,0%
- Manifatturiera non di base	63.138,7	55.096,0	-12,7%
Terziario	**93.612,2**	**94.834,9**	**1,3%**
Domestico	**68.388,9**	**68.924,4**	**0,8%**

Fonte: Terna

Figura 3.15: Produzione italiana di elettricità per fonte primaria. Anno 2009 (GWh e percentuali) [58]

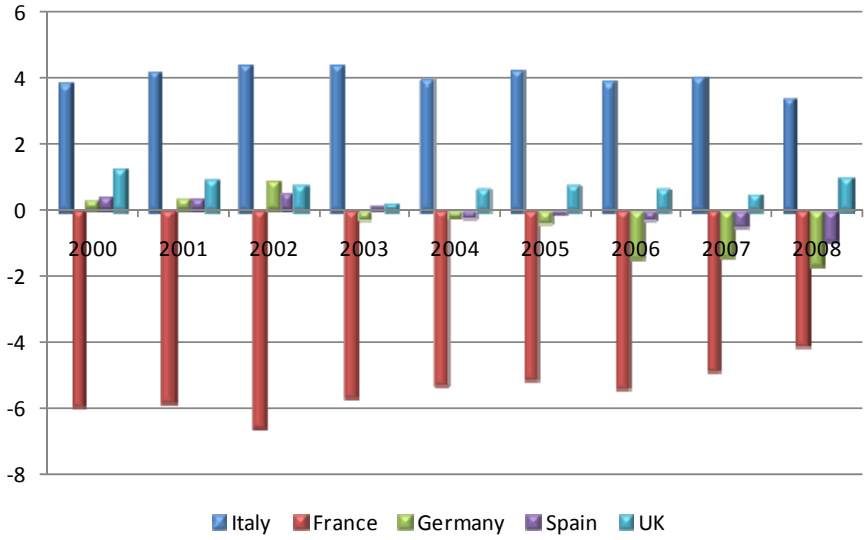


Fonte: Terna

Una comparazione fra l'Italia ed alcuni dei più importanti Paesi UE relativa al saldo estero di energia elettrica (importazioni – esportazioni) evidenzia la natura strutturale delle importazioni per il nostro Paese (nel periodo considerato, la Germania importa anche più energia elettrica dell'Italia, in alcuni anni, ma compensa ciò con un pari o superiore volume di esportazioni).

[58] Dati preconsuntivi del 2009, Terna (2010). È necessario rimarcare che il totale della "torta" non vale 100, in quanto *si è voluto rappresentare il solo import di energia elettrica e non il saldo estero*, rapportando tale import, così come per le altre fonti di generazione, al consumo interno lordo di energia elettrica (al netto dei pompaggi).

Figura 3.16: Italia e altri Paesi UE, saldo estero per l'energia elettrica. Anni 2000-2008 (dati in Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati IEA

Infine, alcuni cenni sulla distribuzione dei consumi finali in relazione alla nuova organizzazione del mercato dei consumi finali di energia elettrica; nel 2009 il mercato è stato suddiviso in:

- mercato libero (comprensivo del "servizio di salvaguardia");
- mercato tutelato;
- autoconsumo.

I consumi del mercato libero nel 2009 sono stati pari a 197,9 TWh (-5,0% rispetto al 2008), mentre i consumi del mercato tutelato sono scesi a 84,5 TWh (-6,6%). Gli autoconsumi sono diminuiti del 13,8%, pari a 17,5 TWh.

3.5.1 Infrastrutture del sistema elettrico, verso nuovi modelli di generazione e concetti di rete

È noto come la rete elettrica nazionale sia caratterizzata da rigidità e problemi di congestione che causano difficoltà nella gestione dei flussi elettrici, ciò che rende auspicabile la migrazione dall'attuale modello di rete verso uno a Generazione Distribuita (GD) dell'energia. Le attuali reti elettriche sono basate su poche grandi centrali (alimentate prevalentemente con fonti fossili e nucleari), che trasportano l'energia prodotta anche a grandi distanze direttamente ai luoghi di consumo. Questo modello comporta perdite di trasmissione anche considerevoli, con riflessi immediati sul costo finale dell'energia disponibile.

Il modello a GD è basato su molti sistemi di generazione elettrica di piccola taglia, modulari e prossimi geograficamente ai consumatori finali, con possibilità di essere alimentati da fonti di energia rinnovabile (usualmente in assetto cogenerativo). Attualmente si prevede un incremento consistente nei prossimi anni del suo livello di diffusione, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione, pur nell'irrilevanza dell'attuale livello di penetrazione raggiunto da tale tecnologia.

Possibili ostacoli al processo di transizione verso la GD sono la disponibilità della fonte, la validità tecnico-economica della tecnologia e le problematiche connesse con il collegamento alla rete.

La diffusione della GD a livelli via via crescenti comporterà un radicale ripensamento dei sistemi di progettazione e controllo delle reti con una crescita parallela dello sviluppo e dell'importanza strategica dei sistemi di monitoraggio, controllo e protezione delle stesse reti basate sull'ICT. L'esercizio della rete cambierà in modo radicale, con una transizione dall'attuale sistema "passivo" ad uno più "attivo" ed "intelligente" (Smart Grid).

Le prospettive di evoluzione della rete elettrica all'orizzonte parlano di un sistema decentralizzato, fortemente integrato a livello internazionale e ad elevato utilizzo di fonti rinnovabili. In quest'ottica, ad esempio, si inserisce il progetto DESERTEC, nato da una collaborazione tra i Paesi europei (**EU**), quelli medio-orientali (**M**iddle-**E**ast) e quelli nord-africani (**N**orth **A**frica) – **EU-MENA** – con l'obiettivo di installare centrali solari termodinamiche ed eoliche localizzate nei deserti della regione MENA.

Altro esempio degno di nota, il cosiddetto Piano Solare per il Mediterraneo (PSM)[59]. Obiettivo principale di tale progetto, lo sviluppo delle energie rinnovabili, il rafforzamento delle interconnessioni della rete elettrica, l'implementazione di efficaci misure di efficienza energetica ed ultimo, ma non meno importante, il trasferimento di tecnologie tra i vari Paesi nell'area del Mediterraneo. Ulteriore caso di evoluzione del concetto di rete è rappresentato dal progetto, "Off-shore Grid", attualmente in corso e sviluppato nell'ambito del programma EII (Intelligent Energy Europe). Il progetto mira, in prospettiva dei notevoli sviluppi che la tecnologia eolica off-shore potrà avere negli anni a venire, a gettare le basi per la creazione di un'ambiziosa e vasta rete nei Paesi del Nord Europa dove è forte l'espansione di tale tecnologia, ponendo le basi per l'interconnessione dei vari impianti off-shore e l'integrazione con il sistema elettrico nazionale.

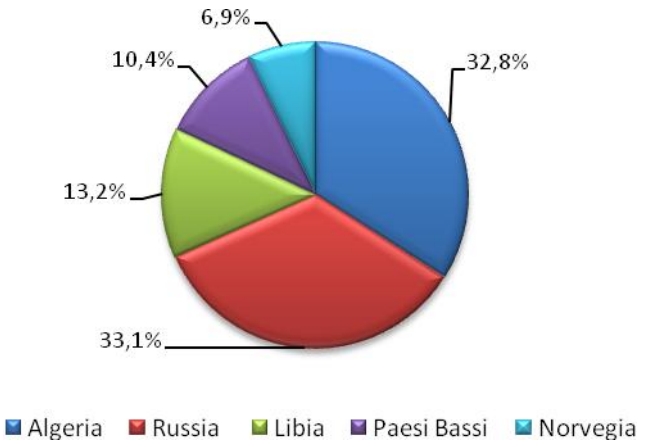
3.6 Gas naturale

Questo paragrafo focalizza la sua attenzione sulla fonte primaria di maggior interesse, in termini di dipendenza energetica ed in chiave dinamica, nel panorama italiano. Come la Figura 3.4 precedente mostra chiaramente, il gas si profila in una prospettiva temporale come fonte dominante nel mix energetico nazionale, segnatamente rispetto al petrolio, il cui attuale primato è ascrivibile in larga misura al settore trasporti (nel quale non è tuttora sostituibile e del quale copre quasi completamente i fabbisogni).

Nel corso del 2009 la domanda di gas naturale è stata pari a 76,7 Gm^3, in forte diminuzione (-8%) rispetto ai valori registrati per il 2008 (83,4 Gm^3) principalmente a causa degli effetti della crisi economico-finanziaria. La produzione nazionale si è ridotta dai 9,3 Gm^3 nel 2008 a 8 Gm^3 per il 2009; allo stesso modo le importazioni, che soddisfano più dell'80% della domanda finale, sono diminuite dai 76,9 Gm^3 a 69,3 Gm^3 per il 2009.

Nel 2009 Russia e Algeria hanno fornito un terzo ciascuna del fabbisogno complessivo di gas naturale. Dalla Russia è stato importato il 33,1% del gas naturale arrivato in Italia (22,9 Gm^3), e dall'Algeria proviene il 32,8% del fabbisogno totale di gas naturale (22,7 Gm^3 via gasdotto e via nave). Seguono la Libia (9,2 Gm^3) con il 13,2%, i Paesi Bassi (7,2 Gm^3, 10,4%) e la Norvegia (4,2 Gm^3, 6,9%).

Figura 3.17: Importazioni lorde di gas naturale per Paese di provenienza. Valori %. Anno 2008



Fonte: AEEG 2010

[59] Nel luglio 2008 è stata avviata una partnership tra Paesi UE e altri vicini alle sponde dell'area mediterranea, chiamata Unione per il Mediterraneo, nata per promuovere la crescita economica ed affrontare le più importanti questioni climatiche.

Per ciò che concerne la produzione nazionale, l'Eni è l'operatore dominante con una produzione interna netta pari all'84,5%, seguito dai gruppi Edison (7,9%) e Royal Duch Shell (4,8%). Analogamente per le importazioni l'Eni ha un ruolo decisivo, con una quota pari al 49,9% del totale e ben distanziata dagli altri operatori, seguono infatti Edison (15,7%) e Enel Trade SpA (13%).

A dieci anni dalla liberalizzazione, il settore gas sta assistendo oggi ad un processo di grande riforma. In particolare, si fa riferimento allo sviluppo di nuove infrastrutture, secondo quanto previsto dal recente Decreto Legislativo n. 130/2010[60] che combina la revisione dei c.d. "Tetti Antitrust" con obblighi ed incentivi per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, al potenziamento di quelle esistenti, oltre che all'avvio della Borsa del gas il 18 marzo 2010, tutti interventi finalizzati a sviluppare una maggiore concorrenzialità sul mercato del gas e in grado di trasferire i benefici risultanti a tutti i consumatori finali, imprese e famiglie.

In questo contesto, appare di primaria importanza effettuare una ricognizione della situazione italiana relativamente alle infrastrutture esistenti per il trasporto di gas naturale, con un accenno a problemi di concorrenza, ai progetti di nuove infrastrutture e allo stoccaggio.

Box 3.3 - Consumo finale di gas

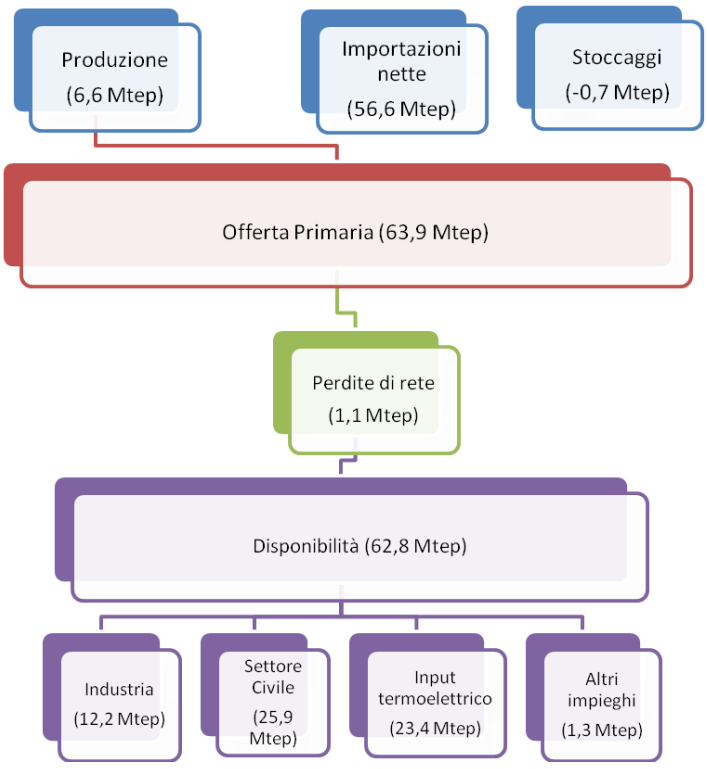
La disponibilità di energia primaria derivata dal gas naturale ammonta nel 2009 a circa 64 Mtep. Circa 1 Mtep si perde nella fase di distribuzione.
I restanti 63 Mtep sono stati impiegati nella maniera che segue:

1) 23,4 Mtep come input al settore termoelettrico;

2) quasi 26 Mtep nel settore civile (per uso cucina o per riscaldamento ambienti);

3) oltre 12 Mtep per impieghi diretti nel settore industriale (riscaldamento ambienti, calore di processo o generazione di vapore);

4) i restanti 1,3 Mtep suddivisi tra auto e bus a metano (0,6 Mtep), bunkeraggi e agricoltura.



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

[60] Secondo quando previsto della legge manovra n. 99/09 che, all'art. 30, comma 6 e 7.

3.6.1 Infrastrutture per il trasporto di gas naturale

Infrastrutture esistenti

Il gas naturale viene importato quasi unicamente attraverso i gasdotti: la quota di gas naturale liquefatto (GNL) nel 2009 è stata pari al 4%, valore raddoppiato rispetto agli anni precedenti grazie all'inaugurazione agosto 2009 del rigassificatore di Cavarzere, che importa gas dal Qatar. L'entrata in funzione del nuovo rigassificatore ha dato un importante contributo alla diversificazione dei Paesi fornitori, in quanto in precedenza il GNL proveniva esclusivamente dall'Algeria (Relazione AEEG 2010).

Le interconnessioni che collegano l'Italia ai Paesi esportatori di gas naturale attualmente sono quattro:

- TAG (Trans Austria Gasleitung) a Tarvisio, Friuli-Venezia Giulia, per l'importazione di gas proveniente dalla Russia (capacità di 37,4 Gm^3/anno);
- Transitgas a Passo Gries, Piemonte, per l'importazione di gas proveniente dal Mare del Nord; (capacità di circa 22 Gm^3/anno);
- Transmed (Transmediterranean Pipeline Company, TMPC) a Mazara del Vallo, Sicilia, per l'importazione di gas proveniente dall'Algeria (capacità di circa 24,4 Gm^3/anno);
- Greenstream a Gela, Sicilia, per l'importazione di gas proveniente dalla Libia capacità di circa 8 Gm^3/anno).

Inoltre, ci sono due interconnessioni in entrata per terminali di GNL, Panigaglia (Liguria), e Cavarzere (Veneto), con una capacità rispettivamente pari a 3,5 Gm^3/anno e 8 Gm^3/anno, nonché 11 terminali di rigassificazione GNL in fase di progettazione/autorizzazione. Infine ci sono cinque interconnessioni in uscita, a Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Bizzarone e San Marino.

Box 3.4 - Il caso antitrust Eni

Relativamente alla gestione delle infrastrutture esistenti, è di notevole interesse citare l'ultimo caso antitrust a livello europeo che ha visto il coinvolgimento di Eni: si tratta dell'ottavo caso antitrust nel settore energetico e il terzo in cui sono stati proposti rimedi strutturali. Nel febbraio 2010, Eni ha presentato alla Commissione Europea alcuni impegni di rimedi strutturali, in particolare relativi alla dismissione delle sue partecipazioni azionarie in tre infrastrutture internazionali di trasporto di gas: TAG, Transitgas e TENP.
Nella Comunicazione degli Addebiti del 6 marzo 2009 la Commissione ha indicato che Eni potrebbe aver abusato della sua posizione dominante rifiutando ai propri concorrenti l'accesso alla capacità di trasporto disponibile sui propri gasdotti (accaparramento di capacità - capacity hoarding), offrendo capacità in maniera da limitarne il valore (capacity degradation) e limitando strategicamente l'investimento (strategic underinvestment).
Questi comportamenti derivano dalla natura verticalmente integrata di Eni: l'azienda ha il controllo delle fonti di approvvigionamento e nello stesso tempo distribuisce e vende gas ai consumatori. Quindi l'incentivo a trasportare una maggiore quantità di gas sui propri gasdotti è completamente controbilanciato dall'incentivo a massimizzare i profitti delle vendite di gas riducendo l'accesso al mercato italiano ai potenziali concorrenti.

Progetti di infrastrutture

Snam Rete Gas, nel Piano di Realizzazione di Nuova Capacità e di Potenziamento della Rete di Trasporto per l'anno termico 2009-2010, ha presentato interventi diretti all'aumento della propria capacità di trasporto nelle interconnessioni in entrata localizzate nel Sud Italia e la costruzione di nuovi gasdotti (rispettivamente, Montesano e Bronte-Messina in Sicilia). In Italia centrale, Snam Rete Gas ha firmato un accordo con OLT (Off-shore LNG Toscana) per la realizzazione di un gasdotto di interconnessione del futuro impianto GNL vicino Livorno con la rete nazionale.

A livello internazionale, a febbraio 2009 è entrata in funzione la prima espansione del gasdotto TAG e a ottobre 2009 è avvenuto il completamento della seconda. Entrambe queste espansioni sono riconducibili agli impegni assunti nel 2003 da Eni in seguito all'indagine svolta dalla

Commissione Europea sulle restrizioni di vendita territoriali previste nei contratti di fornitura stipulati con Gazprom.

Nell'ottobre 2008 è avvenuto anche il completamento della seconda espansione della Trans Tunisian Pipeline Company (TTPC) di collegamento tra la Tunisia e il punto di ingresso della rete nazionale di Mazara del Vallo[61].

Per la fine del 2011 dovrebbe essere realizzata un'espansione del gasdotto Greenstream che dovrebbe portarne la capacità annuale dagli attuali 8 Gm^3 fino a 16 Gm^3.

I progetti di nuovi gasdotti attualmente in corso sono cinque. In primo luogo, si tratta dell'Interconnessione Grecia Italia (IGI Poseidon), per una capacità stimata di 8800 milioni di m^3 annui, e di Galsi, per la connessione tra Sardegna e Toscana e Algeria, con una capacità stimata di 8-10.000 milioni di m^3 annui (OECD Review of Regulatory Reforms - Italy, 2009). Gli altri gasdotti, il cui completamento dovrebbe essere successivo, sono rappresentati da Trans Adriatic Pipeline (TAP) in Puglia, Tauern Gas Leitung (TGL) in Friuli e Interconnectirol in Trentino Alto Adige.

Un discorso a parte meritano i tre progetti di gasdotto South Stream, Nabucco e White Stream, in quanto l'Italia non è direttamente interessata dal transito ma i nuovi gasdotti, quando operativi, influiranno sulla disponibilità di gas per i gasdotti italiani esistenti o in progettazione. In sintesi, i tre gasdotti dovrebbero collegare, rispettivamente, Russia e Bulgaria, Turchia e Austria, Georgia e Romania.

Il potenziale della produzione di gas dei Paesi del Mar Caspio e del Medio Oriente è stato finora relativamente poco sfruttato. Molto probabilmente la concorrenza per il gas naturale proveniente da questa zona aumenterà notevolmente nei prossimi anni, in quanto diversi progetti di gasdotti mirano a sfruttare questo potenziale: Nabucco, South Stream, ITGI, TAP e White Stream (IEA Natural Gas Market Review 2009).

La decisione finale di investimento per il gasdotto Galsi è stata posposta a metà 2010, ritardando così al 2014 l'entrata in servizio inizialmente prevista per il 2012. Il progetto ha potuto beneficiare di 120 milioni di euro di finanziamento da parte dell'Unione, nell'ambito del pacchetto di stimoli europeo (IEA Natural Gas Market Review 2009).

Due sono i progetti di gasdotto destinati all'importazione di gas dal Mar Caspio e dal Medio Oriente. In primo luogo, il gasdotto IGI, appartenente al corridoio energetico ITGI (Interconnessione Turchia-Grecia-Italia), è stato inserito dalla Unione europea tra i 5 assi prioritari di approvvigionamento e il suo completamento è previsto per il 2015. Per il progetto, incluso tra quelli eleggibili ai finanziamenti dell'European Energy Plan for Recovery, sono stati stanziati 100 milioni di euro nel marzo 2010 (più 45 per l'interconnessione Bulgaria-Grecia). In secondo luogo, risulta in preparazione l'accordo intergovernativo tra i tre Paesi coinvolti nel gasdotto di interesse comunitario TAP, che collegherà l'Italia e la Grecia attraverso l'Albania.

La decisione finale di investimento per TGL, gasdotto di interesse comunitario che collegherà il mercato del gas naturale italiano con Germania e Austria, è attesa entro fine 2010, mentre l'entrata in funzione è prevista per il 2015. Appartenente al piano Trans-European Networks (TEN) dell'Unione europea, TGL prevederà un'interconnessione bidirezionale tra Europa centro-settentrionale e meridionale (Italia e Paesi balcanici). Il gasdotto potrebbe inoltre essere collegato con il TAG e servire a trasportare in Germania il GNL proveniente dai terminali adriatici (Relazione AEEG 2009).

Lo stoccaggio

Per l'anno 2008-2009 il sistema di stoccaggio ha offerto una capacità complessiva di riserva attiva (*working gas*) pari a circa 14,3 Gm^3, di cui circa 5,1 Gm^3 è stata destinata allo stoccaggio strategico, stoccaggio finalizzato a fronteggiare situazioni di mancanza o riduzione degli approvvigionamenti dovute a crisi geopolitiche.

[61] Il gasdotto TTPC è costituito da due linee che si sviluppano attraverso il territorio tunisino per circa 370 chilometri, fino alle coste del Mar Mediterraneo, dove si connette al gasdotto sottomarino TMPC.
Eni si è impegnata a effettuare due potenziamenti del gasdotto a seguito dell'istruttoria per abuso di posizione dominante svolta dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nel 2005.

La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è ammontata invece a 8,8 Gm^3.

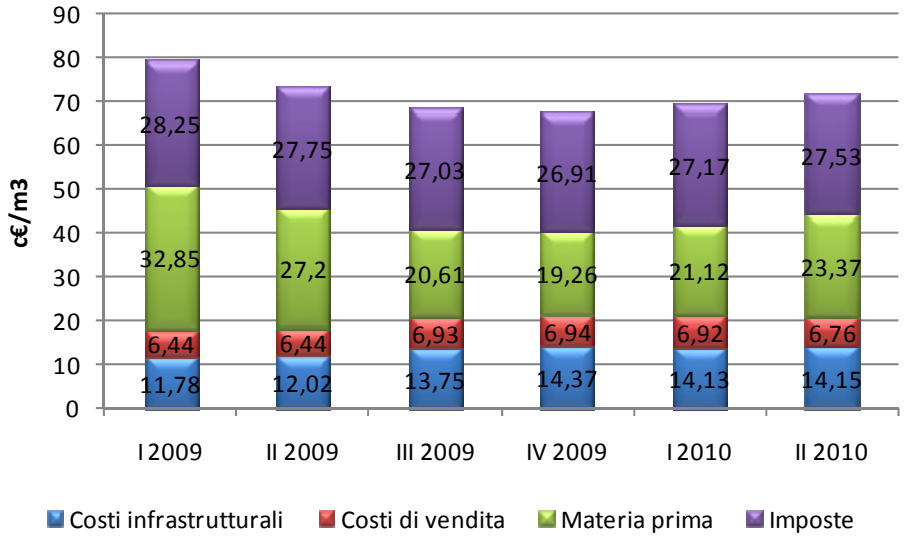
I principali operatori risultano Stogit (di proprietà Eni) ed Edison Stoccaggi che dispongono rispettivamente di 14,5 e 0,5 Gm^3 di capacità attiva (*working gas*). Ad oggi risultano 12 le richieste per nuovi siti di stoccaggio di cui 2 già autorizzati i restanti in fase autorizzativa.

3.6.2 Tariffe

Secondo quanto pubblicato dall'AEEG (2010), la tariffa nazionale di riferimento[62] per il 2009 è risultata pari a 72,14 c/€m^3 per il consumatore domestico tipo (famiglia con riscaldamento autonomo e consumo annuale di 1.400 metri cubi).

In particolare, nel terzo trimestre 2009, secondo quanto previsto dal Nuovo periodo regolatorio quadriennale delle tariffe di distribuzione gas (2009-2012), gli ambiti tariffari sono passati dagli oltre 2000 precedenti, caratterizzati da una forte variazione tariffaria al loro interno, a soli sei, sono stati ridisegnati i criteri di formulazione delle tariffe e modificate le caratteristiche del consumatore tipo. Per tale ragione a partire dal III trimestre 2009 il confronto delle tariffe con gli anni precedenti risulta poco corretto, essendo cambiata la componente in tariffa relativa alla copertura del costo di distribuzione (inserita nella componente costi infrastrutturali), potendosi confrontare però le componenti a copertura dei costi di vendita, materia prima e imposte.

Figura 3.18: Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (c€/m^3)

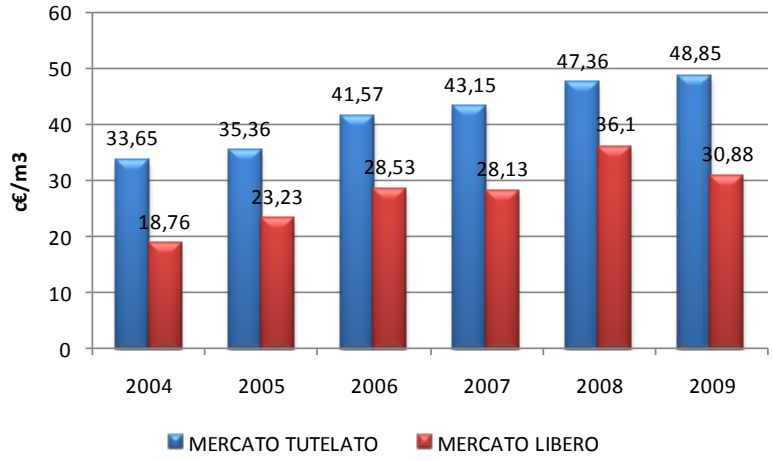


Fonte: AEEG 2010

Per ciò che concerne i prezzi sul mercato libero e tutelato, secondo quanto emerso dall'indagine svolta dall'Autorità sul 2009, si evidenzia un prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute) al netto delle imposte praticato da venditori o grossisti che operano sul mercato finale pari a 36,58 c/€m^3. Il differenziale di prezzo tra mercato tutelato e libero riscontrabile in figura è riconducibile alla dimensione media dei clienti, più elevata nel mercato libero. Ciò si traduce in un sistema di prezzi più flessibile, diversamente dal meccanismo di tutela creato dall'Autorità che riproduce meno intensamente le variazioni dei combustibili internazionali, siano esse in aumento o in riduzione. Un'analisi per dimensione dei clienti conferma che il prezzo del mercato tutelato è maggiore rispetto al mercato libero per clienti con analoghi profili di consumo. Analoga tendenza può essere osservata analizzando i clienti dei due mercati per settore e profilo di consumo a parità di dimensioni.

[62] Delibera AEEG n. 138/03 del 1 gennaio 2004.

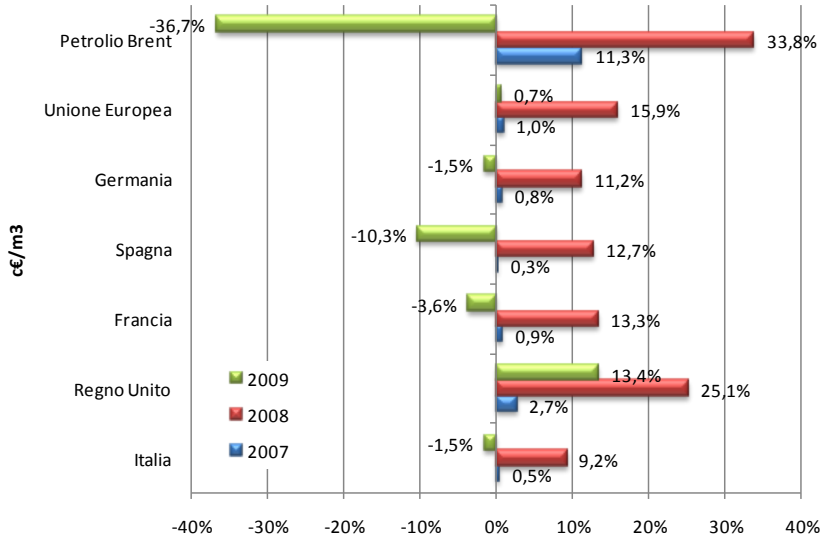
Figura 3.19: Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (c€/m^3)



Fonte: AEEG 2010

L'esame delle variazioni dei prezzi del gas naturale per le famiglie nei principali Paesi europei evidenzia come i meccanismi di indicizzazione abbiano contribuito a renderli più stabili nel tempo, in particolare rispetto alle fluttuazioni del prezzo del petrolio. Nel 2009 in alcuni Paesi si sono osservate lievi riduzioni (Italia e Germania), in altri riduzioni più consistenti (Francia e Spagna) e nel Regno Unito un rincaro. Nel 2008 invece il prezzo italiano aveva mostrato una variazione nettamente inferiore a quella degli altri Paesi europei considerati.

Figura 3.20: Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei (variazioni percentuali sull'anno precedente)



Fonte: AEEG 2010

Piattaforma P-GAS

Il 10 marzo 2010 il Gestore dei Mercati Energetici, secondo quanto previsto dalla legge manovra n. 99/09, ha lanciato la P-gas, o piattaforma di scambio di gas naturale, con il fine di garantire una maggiore concorrenzialità e flessibilità nel mercato all'ingrosso essenziale per il proseguimento del processo di liberalizzazione.

Non si tratta ancora di una borsa vera e propria, piuttosto di una piattaforma di negoziazione sul web, gestita dal GME, il quale non agisce come controparte di scambio né come garante di solvibilità delle controparti; le negoziazioni si svolgono in modalità continua e possono essere negoziati contratti aventi ad oggetto lotti con periodo di consegna mensile e annuale.

Per operare sulla P-GAS è necessario che gli operatori siano abilitati ad effettuare transazioni sul Punto Virtuale di Scambio (PSV).

Oltre alle quote di gas dei soggetti tenuti agli obblighi di cui all'articolo 11 del decreto legge n.7/07, dall'agosto 2010[63] sono scambiate anche le aliquote di gas naturale che ciascun titolare di concessione di coltivazione di idrocarburi gassosi è tenuto a corrispondere annualmente allo Stato (Royalty, DL n. 7/07). La P-Gas a tal fine è stata ristrutturata nei comparti "Import" e "Aliquote", gestiti rispettivamente in contrattazione continua e con il meccanismo dell'asta.

Nel comparto Import vengono offerte le quote di gas di cui all'articolo 11 comma 2 della Legge 40/07, nonché altre quote diverse da quelle di cui all'articolo 11, commi 1 e 2, della Legge 40/07. Nel comparto Aliquote vengono offerte le quote di gas dovute allo Stato di cui all'art. 11 comma 1 della Legge 40/07.

Nel mese di giugno 2010 gli operatori iscritti sulla P-Gas hanno avuto un aumento dell'11%, salendo a 40, di cui 14 attivi con offerte solo lato vendita. Dei 14 operatori attivi, 6 risultano essere operatori soggetti ad obbligo di offerta.

Nel mese di settembre 2010 l'ammontare dell'offerta presentata sul nuovo comparto aliquote – pari a 1.362.960 GJ – è stato interamente acquistato nel corso del primo giorno di negoziazione ad un prezzo di 725 c€/GJ (26,1 €/MWh), a fronte di un prezzo di vendita fissato pari a 648,17 c€/GJ (23,3 €/MWh) e in aumento rispetto al prezzo medio ponderato registrato ad agosto (+9%).

La fase successiva della P-gas sarà costituita dall'avvio operativo del mercato spot con il GME come controparte centrale, previsto nel mese di ottobre 2010. Il mercato spot sarà articolato in mercato del giorno prima del gas (MGP-gas), avente per oggetto la contrattazione di gas in un'unica sessione relativa al giorno-gas successivo, e mercato infragiornaliero del gas (MI-gas), con un'unica sessione relativa al giorno-gas stesso. A seguire, prevedibilmente aprile 2011, dovrebbe invece partire il mercato a termine (MT-gas).

[63] Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 agosto 2010.

4 SCENARI DI SVILUPPO DEL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE

Competitività economica, sostenibilità ambientale e sicurezza energetica sono gli obiettivi di politica energetica condivisi dai Paesi membri dell'Unione Europea (Trattato di Lisbona, artt. 192 e 194) e dell'Agenzia Internazionale dell'Energia[64]. Le analisi di scenario condotte dall'ENEA si propongono di individuare quelle traiettorie di sviluppo che permettano di conseguire al meglio tali obiettivi.
Le domande attorno a cui sono incentrate le analisi di scenario sono dunque:

- *Sono possibili traiettorie di sviluppo del sistema energetico coerenti con riduzioni radicali delle emissioni climalteranti?*
- *Quali sono le tecnologie in grado di determinare cambiamenti radicali del sistema energetico italiano nei prossimi decenni?*
- *Quali azioni sono necessarie (investimenti, infrastrutture, misure …) per soddisfare il fabbisogno energetico lungo le diverse traiettorie?*
- *In che modo queste traiettorie interagiscono con gli obiettivi di un sistema energetico più competitivo dal punto di vista economico e più sicuro dal punto di vista degli approvvigionamenti?*

Gli scenari ENEA sono costruiti con una metodologia codificata, utilizzata per esempio dall'Agenzia Internazionale dell'Energia di Parigi nel suo rapporto ETP2010, e da molti altri gruppi di analisi in gran parte del mondo (Box 4.1).

BOX 4.1 – Scenari e modelli. Il Times-Italia

I mercati dell'energia costituiscono un sistema complesso, 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, di cui è possibile valutare 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. 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".

L'ufficio studi dell'ENEA effettua analisi e valutazioni del sistema energetico nazionale utilizzando modelli formali elaborati mediante la metodologia Markal-Times. Markal e Times sono generatori di modelli di equilibrio economico parziale sviluppati dal gruppo di Analisi dei Sistemi delle Tecnologie Energetiche dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA-ETSAP). L'ENEA, assieme al CNR, rappresenta l'Italia a questo gruppo di collaborazione internazionale, a cui partecipano 20 Paesi.

Nelle precedenti versioni di "Analisi e Scenari" è stato utilizzato il modello Markal per l'elaborazione di scenari. In questa edizione viene presentata la versione 1.0 del modello Times-Italia, sviluppato dall'Ufficio Studi ENEA. Seguiranno aggiornamenti in linea con la rappresentazione dei sistemi energetici dei modelli europei e globali. L'ENEA ha rappresentato nel modello Times-Italia il sistema energetico italiano nella sua interezza, dall'approvvigionamento delle fonti primarie ai processi di trasformazione (raffinazione e generazione di energia elettrica e calore), trasporto e distribuzione dell'energia, fino ai dispositivi di uso finale per la fornitura dei servizi energetici (passeggeri*kilometro, edifici riscaldati, cemento prodotto ecc.).

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 tese a piegare gli eventi verso gli obiettivi desiderati.

[64] http://www.iea.org/about/sharedgoals.htm

4.1 Gli scenari ENEA

Gli scenari ENEA analizzano due orizzonti temporali, corrispondenti ai due riferimenti temporali del Strategic Energy Technology Plan della Commissione Europea:

- un orizzonte di breve/medio periodo, con l'interesse primario di valutare raggiungibilità, costi e benefici degli obiettivi europei su energia e clima (cosiddetti 20-20-20);
- un orizzonte di lungo periodo, che, seguendo la filosofia degli scenari Energy Technology Perspectives 2010 dell'Agenzia Internazionale dell'Energia, è finalizzato a valutare la realizzabilità di una transizione del sistema italiano verso una economia a basso tenore di carbonio, in linea con le valutazioni in atto da tempo nei principali Paesi industrializzati, e sintetizzabili in una riduzione delle emissioni globali di gas serra dell'ordine di almeno il 50% entro il 2050.

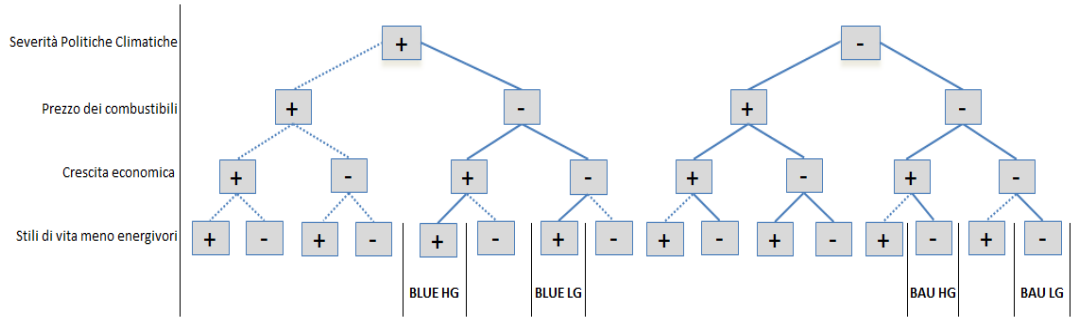
Il futuro del sistema energetico italiano viene esplorato mediante un'analisi di scenario costruita attorno ad alcune "incertezze critiche", rappresentate quantitativamente da "variabili-chiave" (ciascuna delle quali può evolvere lungo due traiettorie alternative).
Le seguenti tre variabili rappresentano in modo sintetico le caratteristiche fondamentali dell'evoluzione futura del quadro energetico globale:

- prezzo internazionale del barile di petrolio ($/bbl): assunto come indicatore del costo dell'energia;
- valore di mercato dell'unità di emissione di gas serra (€/tCO_2): rappresenta il livello di penalizzazione delle emissioni di CO_2, indice della severità delle politiche assunte per fronteggiare il rischio cambiamenti climatici;
- valore del prodotto interno lordo (PIL medio annuo): assunto come indice di crescita economica.

L'introduzione di un fattore di elasticità della domanda ai prezzi (diverso per settore di uso finale) tiene inoltre conto dell'adozione di stili di vita meno energivori (maggiore predisposizione verso un uso più razionale dell'energia).

Dalle diverse combinazioni delle suddette variabili chiave si genera un "albero degli scenari"; in Figura 4.1 sono indicate le quattro combinazioni che sembrano in grado di rappresentare meglio delle altre lo spazio degli eventi e che vengono descritte e analizzate in questo rapporto.

Figura 4.1: Variabili critiche e albero degli scenari ENEA



		+	-
Severità Politiche Climatiche	*prezzo della CO_2 - 2030*	92 €/t CO_2	40 €/t CO_2
Prezzo dei combustibili	*prezzo del barile di petrolio - 2030*	150 $/bbl	80 $/bbl
Crescita economica	*PIL medio annuo 2010-2030*	1.9%	1.2%
Stili di vita meno energivori	*elasticità della domanda ai prezzi*	Si	No

Fonte: elaborazione ENEA

Tabella 4.1: Valore delle variabili chiave negli scenari ENEA

Variabile	Unità di misura	2008*	2010	2020	2030	2040	2050
Popolazione	*Mln ab*	*59,56*	*61,1*	*61,6*	*62,1*	*62,2*	*61,7*
Prezzo Petrolio Basso	*$08/bbl*	*81,8*	*67,7*	*72,0*	*80,0*	*84,0*	*88,0*
Prezzo Petrolio alto	*$08/bbl*	*81,8*	*89,5*	*130,0*	*150,0*	*157,5*	*165,0*
Prezzo Gas Basso	*€/GJ*	*6,53*	*6,5*	*6,9*	*7,7*	*8,1*	*8,5*
Prezzo Gas alto	*€/GJ*	*6,53*	*7,5*	*12,4*	*14,4*	*15,1*	*15,9*
Prezzo Carbone Basso	*€/GJ*	*3,18*	*2,2*	*2,3*	*2,4*	*2,5*	*2,7*
Prezzo Carbone alto	*€/GJ*	*3,18*	*3,3*	*4,2*	*4,5*	*4,7*	*5,0*
Prezzo CO_2 basso	*€/t*	*10*	*13*	*30*	*39*	*40*	*40*
Prezzo CO_2 alto	*€/t*	*10*	*13*	*42*	*92*	*140*	*200*
		'05-10	**'10-15**	**'15-20**	**'20-25**	**'25-30**	**'30-50**
PIL Alto**	*Var % annua*	*-0,50*	*2,0*	*2,1*	*1,8*	*1,5*	*0,8*
PIL basso	*Var % annua*	*-0,50*	*1,7*	*1,2*	*1,0*	*0,8*	*0,4*

*Dato storico;** PIL 2009 (market prices): 1.208 miliardi di € (valori concatenati 2000)

Fonte: elaborazione ENEA

La Tabella 4.1 riporta le ipotesi relative alle due traiettorie che ciascuna delle variabili chiave degli scenari può assumere.

La dinamica della crescita economica è uno dei fattori di maggiore rilievo per l'evoluzione futura del sistema energetico. Nel quinquennio 2005-2010 si è registrato un tasso di crescita m.a. (medio annuo) negativo, pari a -0,5%. Per i periodi successivi sono stati ipotizzati due tassi di crescita, uno "ottimista" (+2% m.a. nel prossimo quinquennio, progressivamente più ridotto nel medio lungo-periodo, fino allo 0,8% m.a.), l'altro "pessimista" (l'1,7% nel prossimo quinquennio, nel medio lungo-periodo ridotto allo 0,4%). Si tratta di due traiettorie di sviluppo costruite intorno alle ipotesi di crescita del sistema economico italiano adottate nei recenti scenari Primes (la cui Baseline è intermedia agli scenari ENEA).

In linea generale, la richiesta di servizi energetici nei diversi settori finali cresce seguendo le evoluzioni dei fattori economici e demografici, quali appunto PIL, popolazione, valore aggiunto ecc. a cui sono legate. Per i servizi per cui esistano dei riferimenti o studi settoriali specifici l'evoluzione è stata invece considerata indipendente da tali variabili ed assegnata esogenamente. È questo il caso delle richieste di climatizzazione e di usi elettrici obbligati (lavaggio biancheria e stoviglie, illuminazione, servizi per gli uffici …) nei settori domestico e commerciale, che seguono le evoluzioni ipotizzate dal PAEE 2007, o della domanda di spostamento passeggeri e merci nei trasporti, in linea con le ipotesi della Commissione Europea nel "Primes 2009" ([65]).

Gli scenari di riferimento

Due scenari "di riferimento", 'Evolutivo' (o BAU HG) e 'Stazionario (o BAU LG), rappresentano l'evoluzione tendenziale del sistema in assenza di nuovi interventi di politica energetica e ambientale ipotizzando una sostanziale continuazione delle tendenze in atto in ambito demografico, tecnologico ed economico. Tali scenari presuppongono un'evoluzione del quadro energetico mondiale nel quale anche nel lungo periodo non viene raggiunto un accordo internazionale sul clima tale da limitare il riscaldamento globale a meno di 2 °C ([66]).

[65] Cfr Capros et al. "Italy: Baseline 2009 – Analytical Result".

[66] Secondo le ultime valutazionidell' IEA, limitare il riscaldamento globale di 2 °C comporta la quasi totale decarbonizzazione del sistema energetico dei Paesi sviluppati al 2050 e poco dopo nel resto del mondo, il che equivale ad una vera e propria rivoluzione energetico-industriale (ETP 2008-10).

In sintesi:

- lo scenario BAU HG ipotizza una crescita economica relativamente ottimista nel lungo periodo[67], ed un'evoluzione moderata dei prezzi dell'energia[68];
- lo scenario BAU LG ipotizza una crescita economica in linea con la media di lungo periodo (1990-2010), mantenendo moderata l'evoluzione dei prezzi dell'energia.

Una variante dello scenario BAU HG analizza, inoltre, l'evoluzione del sistema nel caso di non attuazione della strategia nucleare.

Dal punto di vista delle politiche energetiche e ambientali, gli scenari *di riferimento* tengono conto solo delle misure pienamente attuate alla fine del 2009. Una parziale eccezione riguarda il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili elettriche, di cui è stata ipotizzata l'estensione al 2020 in tutti gli scenari, con successivo progressivo azzeramento degli incentivi nel 2030. Il massimo potenziale di produzione da FER corrisponde alle stime del Position Paper 2007 del governo italiano. La prosecuzione degli impegni attuali di mitigazione dei cambiamenti climatici è invece rappresentata da un moderato incremento dei prezzi dei permessi di emissione di gas serra, in linea con le recenti valutazioni effettuate per conto della Commissione Europea mediante il modello Primes (EC, 2010).

Tabella 4.2: Misure incluse negli scenari di riferimento

Settore interessato	***Misura***	***Rappresentazione nel modello***
FONTI PRIMARIE / GENERAZIONE ELETTRICA E CALORE	Contenimento delle emissioni dei settori ETS (2009/29/EC, 2003/87/EC, 2008/101/EC)	Il prezzo dei permessi è ipotizzato in accordo con le stime WEO (2009), secondo le quali il rispetto del tetto massimo di emissioni di gas serra per i settori ETS (nel periodo 2008-2030) determina un prezzo dei permessi pari a 30 €/tCO_2eq nel 2020, a 39 €/tCO_2eq nel 2030
	Promozione dell'energia da fonti rinnovabili (2009/28/EC)	Estensione degli attuali incentivi alla produzione di energia elettrica da FER fino al 2020; successivamente se ne ipotizza la riduzione fino all'azzeramento nel 2030
	Piano di reintroduzione del nucleare	Possibilità di dispiegamento della tecnologia nucleare (impianti EPR da 1,6 GW) a partire dal 2025, fino ad un totale di sette impianti
	Impianti elettrici in programmazione	È prevista la realizzazione degli impianti di generazione che ad oggi risultano programmati ed autorizzati
	CCS	Non viene contemplata la possibilità di realizzazione di impianti con cattura e sequestro della CO_2
	Incentivo all'installazione di pannelli fotovoltaici (Conto energia FV)	Estensione del "conto energia" per tutti gli impianti costruiti entro il 2020
INDUSTRIA	Contenimento delle emissioni dei settori ETs (2009/29/EC, 2003/87/EC, 2008/101/EC)	Il prezzo dei permessi è ipotizzato in accordo con le stime WEO 2009 secondo le quali il rispetto del tetto massimo di emissioni di gas serra per i settori ETS (nel periodo 2008-2030) determina un prezzo dei permessi pari a 30 €/tCO_2eq nel 2020, a 39 €/tCO_2eq nel 2030
	Regolamentazione sui motori elettrici (2009/640/EC)	I motori elettrici nuovi da immettere nel mercato a partire dal 2017 devono essere di classe non inferiore alla Ie3 Premium Efficiency
TRASPORTI	Regolamentazione dei livelli di emissioni delle autovetture nuove (reg. 2009/443/EC)	Il livello medio delle emissioni di CO_2 delle autovetture nuove deve essere pari almeno a 130 g CO_2/km nel 2015 (nuove misure saranno introdotte per ottenere una ulteriore riduzione di 10 g CO_2/km). Tale target, da conseguire mediante miglioramenti tecnologici apportati ai motori dei veicoli, interesserà l'intera flotta di veicoli nuovi a partire dal 2015 (mentre riguarderà soltanto il 65% della flotta nel 2012, il 75% nel 2013, l'80% nel 2014)
	Promozione dell'uso di biocarburanti nei trasporti (2003/30/EC, 2009/30/CE, DLgs 25/01/2010)	La quota minima di immissione in consumo di biocarburanti ed altri carburanti rinnovabili deve essere pari nel 2010 al 3,5% del consumo di gasolio e benzina (calcolato sulla base del tenore energetico), nel 2011 al 4%, nel 2012 a 4,5%

Fonte: elaborazione ENEA

[67] In linea con le ipotesi del modello PRIMES, utilizzato dalla Commissione Europea.
[68] secondo l'ipotesi bassa del World Energy Outlook (2009) della IEA.

Gli scenari di intervento

Due scenari di "intervento", 'Propositivo' (BLUE HG) e 'Difensivo' (BLUE LG), esplorano come il sistema potrebbe evolvere laddove, a parità di ipotesi di sviluppo futuro delle variabili esogene, si mettessero in atto politiche energetiche e ambientali finalizzate a conseguire gli obiettivi di riduzione delle emissioni proposti dall'Unione Europea.

In sintesi, le ipotesi relative alla crescita economica e ai prezzi dei combustibili alla base degli scenari di intervento restano uguali a quelle assunte nei rispettivi scenari di riferimento.

Ciò che cambia è invece il prezzo della CO_2 che negli scenari BLUE aumenta progressivamente fino a raggiungere nel lungo periodo (2050) 200 €/t, in linea con gli scenari BLUE della IEA (Tabella 4.1).

Ipotesi aggiuntive assicurano poi il rispetto degli impegni presi in ambito comunitario relativamente alla quota di Fonti rinnovabili, riportando tra le assunzioni l'ultimo Piano Nazionale per le Fonti Rinnovabili (PAN).

Le Tabelle 4.2 e 4.3 descrivono le misure di politica energetica e ambientale incluse negli scenari di riferimento, e le misure aggiuntive ipotizzate per gli scenari di intervento.

Tabella 4.3: Ulteriori misure incluse negli scenari di intervento

Settore interessato	***Misura***	***Rappresentazione nel modello***
TUTTI I SETTORI	Riduzione della CO_2 tramite l'adozione di tecnologie a basse emissioni di carbonio.	In linea con le ipotesi degli scenari BLUE della IEA (ETP 2010), si ipotizza che vengano implementate politiche e misure che favoriscano la diffusione di tecnologie a basse emissioni di carbonio. Tali misure, che possono assumere diverse forme (regolamenti, incentivi fiscali, programmi volontari, sovvenzioni o sistemi di scambio) vengono tradotte in un incentivo per ogni tonnellata di CO_2 risparmiata, che aumenta progressivamente da 42 €/tCO_2eq nel 2020, a 200 €/tCO_2eq nel 2050
FONTI PRIMARIE / GENERAZIONE ELETTRICA E CALORE	Piano di Azione FER 2010	Gli obiettivi nazionali relativi alla quota di energie rinnovabili sui consumi finali lordi di energia vengono raggiunti nel 2020. Target del 10% per le fonti rinnovabili nei trasporti
	Direttiva EC sulla riduzione delle emissioni (2009/406/EC)	Gli obiettivi nazionali per i settori non-ETS sono raggiunti nel 2020. Dopo il 2020 non si ipotizza un rafforzamento degli obiettivi
	Promozione degli impianti che prevedono la cattura e il sequestro dell'anidride carbonica (2009/31/EC)	È prevista la possibilità di realizzazione di impianti CCS, in funzione della max capacità di stoccaggio di CO_2 in Italia
CIVILE	Regolamentazione delle apparecchiature utilizzanti energia (Direttiva EUP 2005/32/CE e regolamenti di attuazione)	Fino al 2020 è prevista l'introduzione di limiti massimi ai consumi delle apparecchiature immesse in vendita (frigocongelatori, app. illuminazione, televisori, lavastoviglie, lavatrici, PC). Etichettatura energetica e politiche di informazione e persuasione
	Regolamentazione delle prestazioni energetiche degli edifici ed integrazione delle fonti di energia rinnovabili (EPBD 2002/91/EC)	Requisiti minimi per le prestazioni di generatori di calore e per il ricorso alle fonti di energia rinnovabili
TRASPORTI	Regolamentazione livelli di emissione ed estensione (reg. CE 443/2009 obiettivo di lungo termine)	Riduzione progressiva dei livelli massimi delle emissioni specifiche medie delle autovetture nuove: 95 gCO_2/km a partire dal 2020 (obiettivo di lungo periodo della UE), fino a 70 gCO_2/km nel 2050

Fonte: elaborazione ENEA

4.2 Il contributo dell'efficienza energetica alla riduzione dei consumi

Gli scenari ENEA mostrano come, in assenza di misure ed interventi di politica energetica, i consumi finali di energia siano destinati a riprendere a crescere dopo la forte riduzione registrata negli ultimi anni per effetto della crisi economica (nel 2009 i consumi si sono ridotti quasi del 5% rispetto al 2008) (Figura 4.2).

Nello scenario di riferimento BAU HG infatti, per effetto della crescita economica ipotizzata (par. 4.1), i consumi passano dai circa 130 Mtep attuali a 140 Mtep già nel 2020, superando i 160 Mtep nel 2050. Anche nell'ipotesi di una più lenta ripresa economica (BAU LG) i consumi energetici tendono ad aumentare, seppur lentamente (i 136 Mtep del 2008 si recuperano soltanto nel 2040).

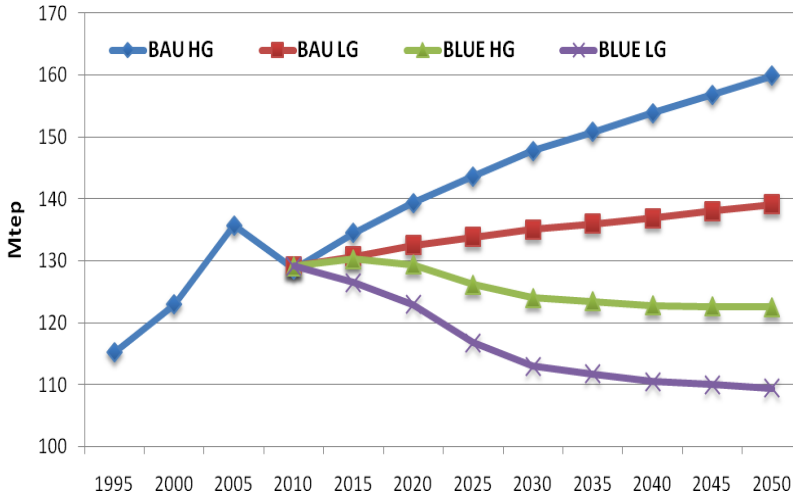
A tale risultato si perviene nonostante si registri un miglioramento spontaneo dell'efficienza nell'utilizzo dell'energia (la crescita dei consumi è infatti inferiore alla crescita della domanda di servizi energetici).

Negli scenari di intervento, invece, la riduzione dei consumi persiste negli anni futuri: nel 2020 i consumi sono pari a 130 e 122 Mtep rispettivamente negli scenari BLUE HG e BLUE LG. Nel lungo periodo si riducono ulteriormente: nello scenario BLUE HG i consumi finali di energia sono inferiori del 22% rispetto al corrispondente scenario di riferimento.

Se si esclude il contributo di misure volte al contenimento della domanda di beni e servizi energetici, i cui effetti sono significativi solo nel medio-lungo periodo (modificare il comportamento degli utenti finali dell'energia verso "stili di vita meno energivori" richiede tempo), la riduzione dei consumi nelle proiezioni ENEA di breve periodo è da attribuire principalmente all'accelerazione tecnologica.

Nella quasi totalità dei casi, nel breve-medio periodo, l'accelerazione è ottenibile tramite la diffusione di tecnologie già oggi disponibili: per raggiungere obiettivi concreti di riduzione dei consumi e quindi di emissioni risulta pertanto indispensabile puntare sull'efficienza energetica

Figura 4.2: Consumi finali lordi di energia negli scenari ENEA (Mtep). Anni 1995-2050



Fonte: elaborazione ENEA

4.2.1 Le tecnologie di efficienza energetica nei settori di uso finale

SETTORE RESIDENZIALE

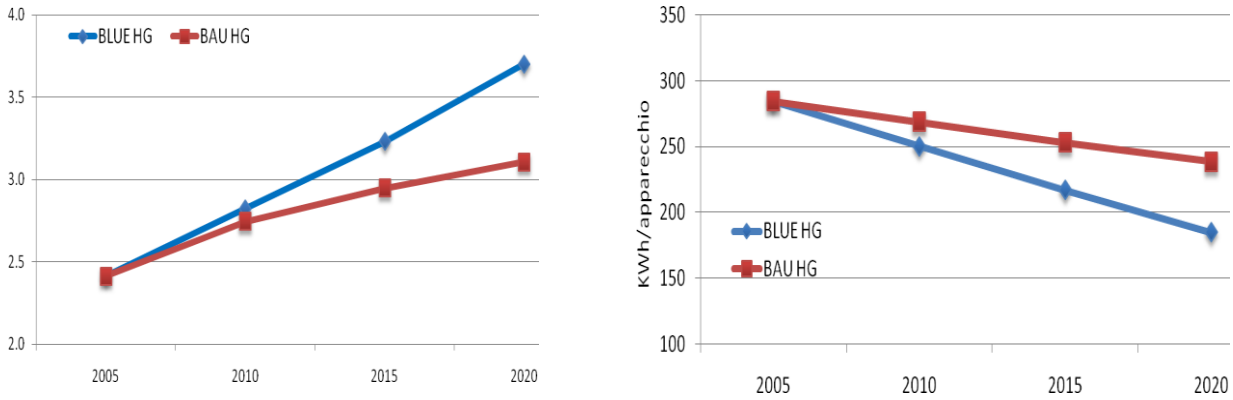
Gli scenari ENEA mostrano come, nel settore Domestico, un massiccio ricorso a tecnologie più efficienti permetterebbe di ottenere riduzioni di consumi fino al 12% già nell'anno 2020, circa 4 Mtep in meno rispetto all'evoluzione tendenziale (anche se si includono i consumi da fonti rinnovabili "assimilate", ovvero aerotermica/geotermica/idrotermica, utilizzate dalle pompe di calore, i consumi energetici al 2020 scendono di quasi 2 Mtep, in linea con la bozza del Piano straordinario per l'Efficienza e il Risparmio Energetico, marzo 2010).

Nel lungo periodo la riduzione rispetto allo scenario di riferimento potrebbe aumentare ulteriormente, fino al 29% (dei consumi del settore) nel 2050.

Tali risultati sono ottenibili in primo luogo attraverso un "efficientamento" del parco tecnologico italiano per la climatizzazione (invernale ed estiva) e la produzione di acqua calda sanitaria.

Sebbene negli ultimi anni siano stati fatti passi avanti in questa direzione, gli scenari evidenziano come siano ancora ampi i margini di miglioramento: un maggior ricorso a caldaie a condensazione ad alto rendimento, pompe di calore e condizionatori più performanti, garantirebbe, a parità di domanda di servizi energetici, di ridurre di circa 3 Mtep i consumi nel 2020 *(*secondo il PAEE 2007, le previsione di riduzione annua dei consumi al 2016 per lo stesso gruppo di tecnologie è di circa 2,8 Mtep).

Figura 4.3: Rendimento medio del parco climatizzatori (a sinistra, in EER) e consumo medio annuo delle lavatrici (a destra, in kWh/app.) nel settore residenziale, negli scenari BAU HG e BLUE HG



Fonte: elaborazione ENEA

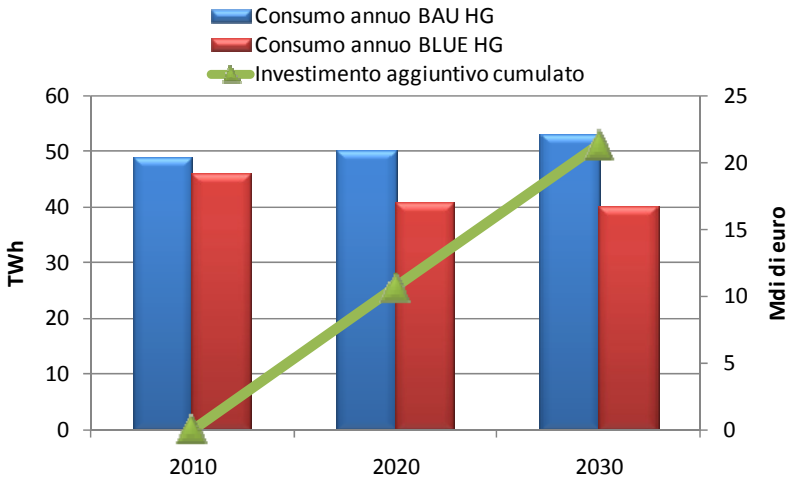
Anche il rinnovo dello stock di apparecchiature elettriche, quali lampadine, elettrodomestici, computer, può giocare un ruolo centrale, specie nel breve periodo: la sostituzione dei prodotti attuali con altri nuovi e a bassi consumi (conformi ai regolamenti comunitari di recepimento della direttiva EuP, Energy using Products) permette infatti, nello scenario BLUE HG, di ridurre i consumi elettrici di circa 10 TWh nel solo anno 2020, in linea con le stime di riduzione del PAEE 2007.

Il ricorso a tecnologie più performanti necessita, d'altro canto, di investimenti maggiori da parte delle famiglie: le analisi di scenario mostrano però come la scelta di prodotti più costosi venga compensata da risparmi sulla bolletta energetica.

Nel caso delle apparecchiature elettriche, ad esempio, l'investimento aggiuntivo nel BLUE HG, rispetto al caso tendenziale, ammonta a circa 20 miliardi di euro nel periodo 2010-2030 (valore cumulato non scontato), meno di 50 euro/anno per famiglia; tale spesa addizionale risulta più che ripagata dal mancato acquisto dell'energia *(*il guadagno medio annuo è di circa 30 euro/anno per famiglia, considerando l'attuale prezzo dell'energia elettrica).

Per orientare la scelta dei consumatori verso prodotti a bassi consumi, ma più costosi, appare quindi necessario promuovere misure (e mantenerle e rafforzarle quando esistano) e strumenti in grado di incidere tanto sui produttori, come l'etichettatura energetica dei prodotti (ecolabeling, che garantisce e permette di quantificare a priori il risparmio ottenibile da un prodotto), che sui consumatori, come le campagne di informazione e persuasione e l'incentivazione all'acquisto (certificati bianchi, prestiti a tassi agevolati).

Figura 4.4: Consumi annui (TWh) e investimento addizionale cumulato (miliardi di €) per la sostituzione dello stock di apparecchiature elettriche nel settore residenziale, negli scenari BAU HG e BLUE HG



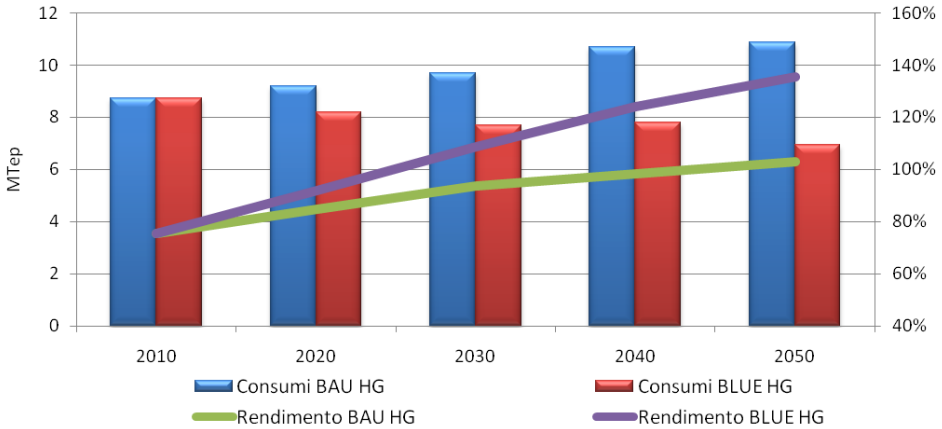
Fonte: elaborazione ENEA

SETTORE COMMERCIALE

Anche nel settore Commerciale, la diffusione di climatizzatori, caldaie e apparecchiature elettriche più performanti è in grado di garantire riduzioni di consumi significative nel breve medio periodo: circa 2 Mtep in meno nello scenario di intervento HG rispetto al caso tendenziale, oltre il 10% dei consumi del settore (secondo il PAEE 2007 la stima di riduzione è di 2 Mtep nel 2016). Così come nel settore domestico, anche nel commerciale gran parte della riduzione è attribuibile al rinnovamento del parco tecnologico per la climatizzazione (invernale ed estiva) e la produzione di acqua calda sanitaria. Tra le nuove tecnologie, le pompe di calore a ciclo annuale rappresentano una importante opzione tecnologica, che arriva a soddisfare nel medio periodo oltre il 20% della domanda di climatizzazione dell'intero settore civile[69] negli scenari di intervento. Anche le installazioni di pannelli solari per la produzione di acqua calda permettono un notevole risparmio di combustibile: nel 2020 nello scenario BLUE HG circa il 20% della domanda del settore commerciale viene soddisfatta dal solare termico.

In Figura 4.5 si riportano i consumi di energia per riscaldamento in corrispondenza delle due differenti evoluzioni degli impianti di climatizzazione invernale, negli scenari BAU HG e BLUE HG (il rendimento medio stagionale è calcolato come il rapporto tra il calore prodotto e l'energia utilizzata dagli impianti; esso arriva a superare il 100% dal momento che non è stata conteggiata l'energia aerotermica, geotermica ed idrotermica catturata dalle pompe di calore).

Figura 4.5: Consumi per riscaldamento e rendimento medio stagionale di impianto nel settore commerciale negli scenari BAU HG e BLUE HG (Mtep, %)



Fonte: elaborazione ENEA

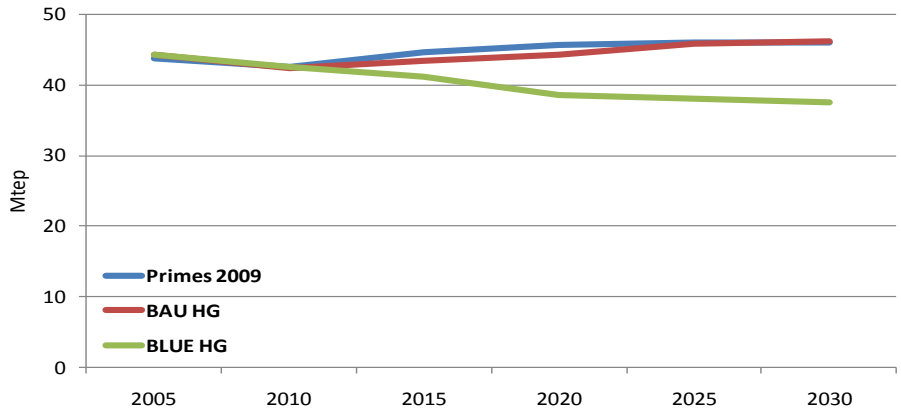
[69] Settore civile include residenziale e terziario.

Nel lungo periodo un notevole contributo alla riduzione dei consumi del settore viene inoltre dalla riduzione della richiesta di servizi energetici, per effetto di un uso più razionale dell'energia (quasi 3 Mtep nel 2050). Ciò evidenzia la possibilità di associare alle misure tradizionali, quali campagne informative e incentivi all'acquisto, nuovi strumenti che premino i consumatori qualora le loro scelte/azioni garantiscano un risparmio di energia immediato e quantificabile.

SETTORE TRASPORTI

Nel settore trasporti, il ricorso a veicoli più performanti rappresenta la principale opzione alla riduzione dei consumi nel medio periodo (dal 2020 in poi). Se nel lungo periodo una opportunità di riduzione dei consumi è rappresentata dalla diminuzione della domanda di spostamento con mezzi privati (circa il 15% in meno rispetto al caso tendenziale), la principale opzione tecnologica nel breve-medio periodo, anche nel settore trasporti, è rappresentata dall'efficienza energetica. Nello scenario BLUE HG, i consumi nel settore arrivano infatti a ridursi del 12% nel 2020 rispetto alla proiezione di riferimento (quasi 5,7 Mtep, in linea con la stima della bozza del Piano straordinario per l'Efficienza e il Risparmio Energetico, marzo 2010).

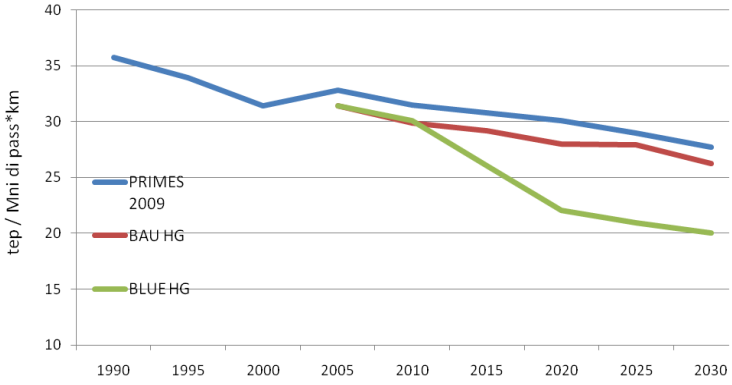
Figura 4.6: Consumi di energia nel settore Trasporti negli scenari BAU HG, BLUE HG a e Primes 2009 (Mtep). Anni 2005-2030



Fonte: elaborazione ENEA

Un ruolo fondamentale è assunto dal rinnovo del parco autovetture private per il trasporto passeggeri: nello scenario di intervento i vincoli più stringenti sui livelli di emissioni dei veicoli nuovi favoriscono la penetrazione massiccia di auto a bassi consumi e di nuova generazione, ibride e *plug in* (ricaricabili dalla rete elettrica) su tutte, che nel lungo periodo arrivano a rappresentare quasi il 70% delle vendite, in linea con le stime ETP 2010. In Figura 4.7 si nota come i consumi specifici degli autoveicoli siano in linea con le stime Primes 2009 nello scenario di riferimento BAU HG, mentre si riducono in maniera significativa nello scenario BLUE HG.

*Figura 4.7: Misura dell'efficienza media del parco veicoli privati per trasporto passeggeri negli scenari BAU HG, BLUE HG e Primes 2009 (tep/ milioni passeggeri*km)*

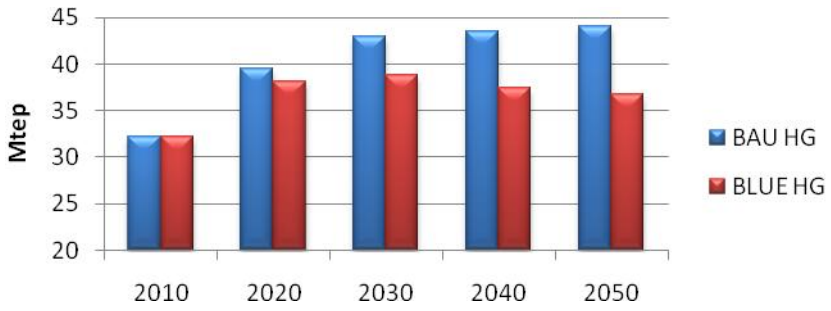


Fonte: elaborazione ENEA

SETTORE INDUSTRIALE

I consumi energetici dell'industria presentano una crescita moderata ma relativamente costante fino al 2030 in entrambi gli scenari di riferimento. Nel lungo periodo tendono invece a stabilizzarsi a causa di un graduale "efficientamento" dei processi e dei servizi ad essi correlati.

Figura 4.8: Consumi finali per il settore industriale negli scenari (Mtep)

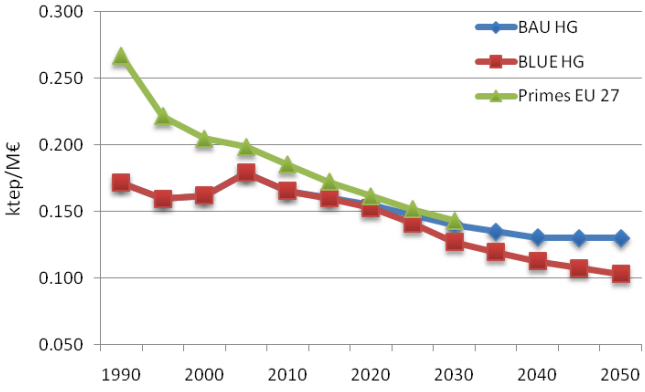


Fonte: elaborazione ENEA

Lo scenario di intervento BLUE HG comporta, rispetto all'evoluzione tendenziale, una riduzione dei consumi di circa il 2% nel 2020. Alla modesta riduzione del medio periodo, segno di una certa rigidità del settore, segue invece, nel lungo periodo, una riduzione più significativa, pari al 16% nel 2050, in linea con quanto avviene negli altri settori (Figura 4.8). Si riduce in particolare il consumo di prodotti petroliferi (circa il 21% in meno rispetto allo scenario di riferimento, nel 2050), di gas naturale e di energia elettrica (rispettivamente 16% e 13% in meno nel 2050), parzialmente compensati da un modesto incremento del consumo diretto di biomasse (5% in più rispetto al BAU HG nel 2050).

È il caso di sottolineare come nessuno degli scenari ENEA preveda cambiamenti radicali nella struttura o nelle tipologie di prodotti manifatturieri. Le ragioni della riduzione dei consumi sono perciò da ricercare nella progressiva ottimizzazione dei processi industriali, nel miglioramento dell'efficienza dei motori elettrici e nel maggior ricorso a sistemi di cogenerazione, in sostituzione alle tradizionali caldaie per la produzione di vapore. In particolare i motori elettrici, che attualmente rappresentano circa l'80% dei consumi elettrici del settore, incrementano notevolmente la loro efficienza già nello scenario base per effetto del regolamento CE 640/2009 che prevede dal 2017 l'immissione sul mercato di motori di classe non inferiore alla Ie3 Premium Efficiency. Il differente sviluppo dei consumi del settore negli scenari BLUE HG e BAU HG è riscontrabile anche nell'intensità energetica del settore, in sensibile calo in entrambi i casi, in linea con le stime europee del Primes 2009 (Figura 4.9).

Figura 4.9: Evoluzione dell'intensità energetica[70] nel settore industriale (ktep/M€ 2005). Anni 1990-2050



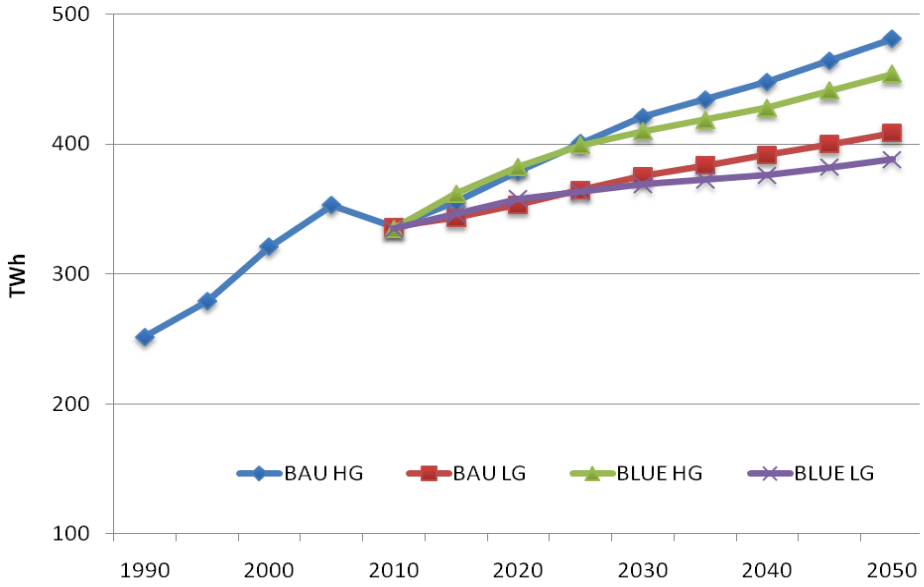
Fonte: elaborazione ENEA

[70] Intensità energetica industria = Consumi energetici per unità di valore aggiunto.

4.3 L'evoluzione del settore elettrico verso un futuro *Low Carbon*

Dopo la flessione del periodo 2005-10 dovuta agli effetti della crisi economica, i consumi di energia elettrica([71]) riprendono a crescere in tutti gli scenari ENEA, sia pure a ritmi inferiori rispetto ai decenni precedenti, fino a raggiungere i 375 TWh nel 2020 e i 480 TWh nel 2050 nello scenario di riferimento di alta crescita (Figura 4.10).

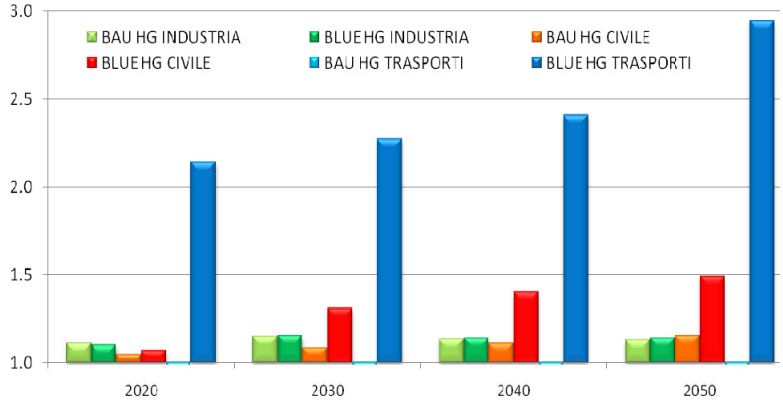
Figura 4.10: Consumi elettrici negli scenari ENEA. Anni 1990-2050 (TWh)



Fonte: elaborazione ENEA

Negli scenari di intervento, sebbene in valore assoluto la domanda di energia elettrica risulti inferiore a quella dell'evoluzione tendenziale (circa 10 TWh nel 2030 e 25 TWh nel 2050 tra BAU HG e BLUE HG), il ricorso all'elettricità aumenta in tutti i settori finali per effetto di molteplici fattori (Figura 4.11): edifici commerciali più grandi, diffusione di climatizzatori nel settore civile, introduzione/diffusione di nuove tecnologie che utilizzano energia elettrica (ad esempio le pompe di calore per la climatizzazione o le auto elettriche e *plug in*).

Figura 4.11: Variazione della domanda elettrica per settore di uso finale, nello scenario BAU HG e BLUE HG (indicizzati:2010=1)

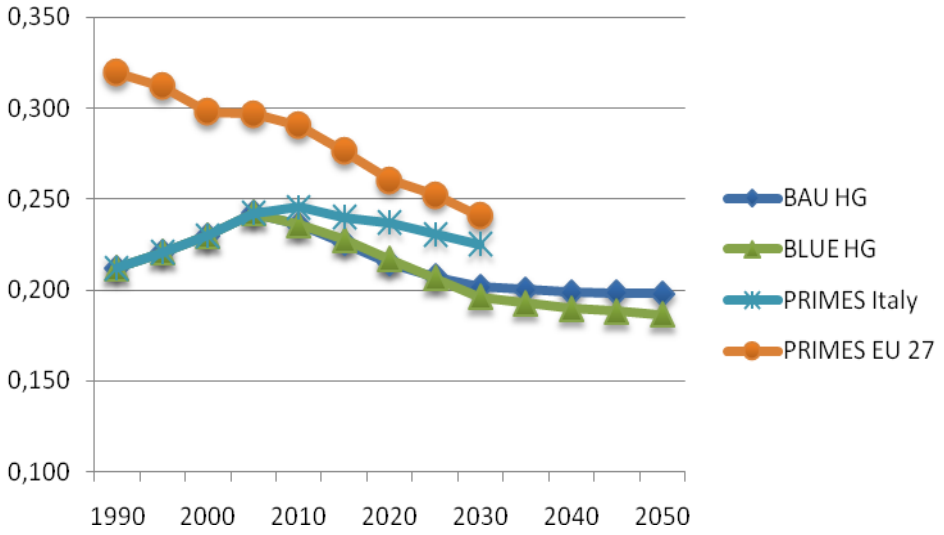


Fonte: elaborazione ENEA

È interessante notare come i consumi elettrici per unità di PIL invertano il trend storico che li vedeva in costante crescita. Sebbene nel lungo periodo la riduzione risulti più marcata negli scenari di intervento, l'intensità elettrica diminuisce in tutte le proiezioni ENEA, in linea con quanto accade da anni nei Paesi europei (Figura 4.12).

[71] Consumo elettrico lordo = produzione lorda di energia + scambi con l'estero.

Figura 4.12: Intensità elettrica[72] (TWh/M€'05) e) negli scenari ENEA e Primes([73]). Anni 1990-2050

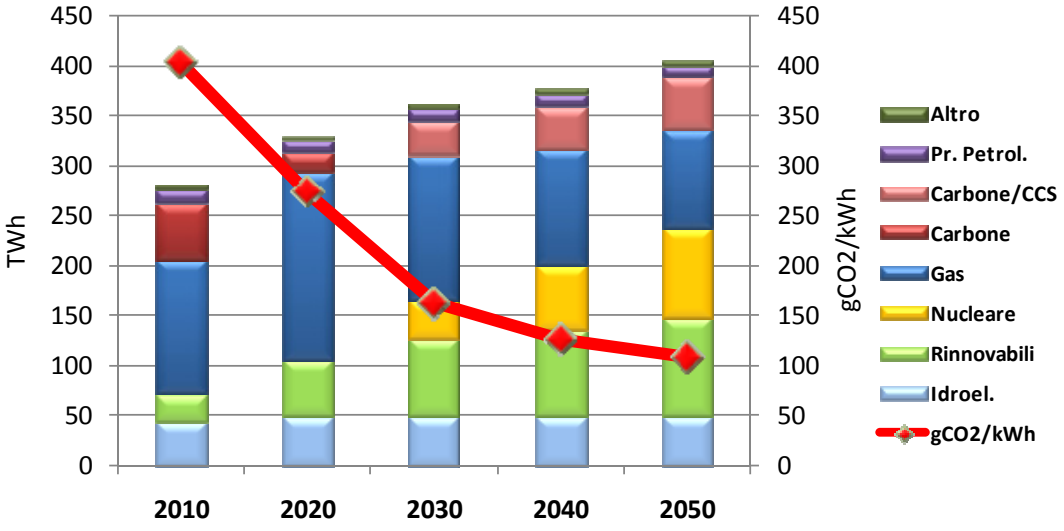


Fonte: elaborazione ENEA

Sul fronte dell'offerta, cioè della produzione elettrica, il parco di generazione si trasforma in modo sostanziale, sia in termini di tecnologie che di mix di combustibili utilizzati. L'aumento della domanda di energia elettrica e la progressiva dismissione degli impianti oggi esistenti, portano ad un progressivo rinnovamento del parco di generazione, specie negli scenari di intervento.

Nel BLUE HG, infatti, la diffusione di impianti più performanti e meno inquinanti, la penetrazione del nucleare e il sempre maggior ricorso alle fonti di energia rinnovabili, determina una significativa riduzione delle emissioni medie specifiche di anidride carbonica del parco di generazione elettrica: da oltre 400 gCO_2/kWh attuali a 170 già nel 2030 (Figura 4.13).

Figura 4.13: Produzione elettrica netta (TWh) e emissioni specifiche di anidride carbonica (g CO_2/kWh) nello scenario di intervento BLUE HG. Anni 2010-2050



Fonte: elaborazione ENEA

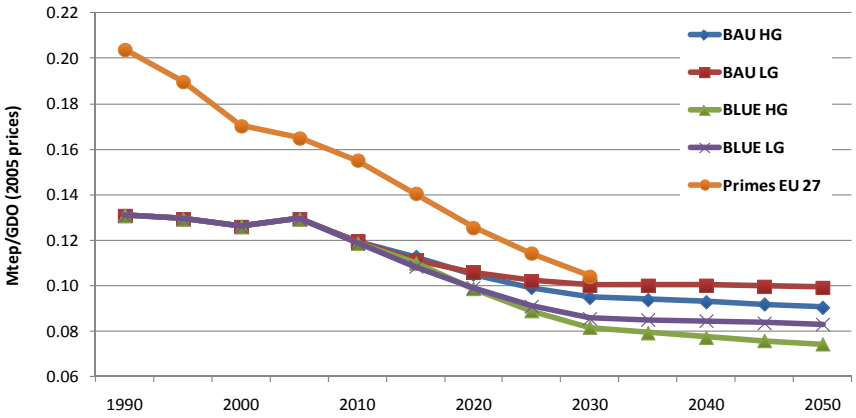
[72]Produzione elettrica lorda + import netto per unità (euro 2005) del PIL.
[73] Cfr. Capros P. et al., *EU Energy trend to 2030 – update 2009*.

4.4 Gli effetti degli scenari di intervento sulle fonti primarie

L'azione combinata di misure, politiche ed investimenti previsti negli scenari di intervento determina una sostanziale differenza nel modo di produrre ed utilizzare l'energia. Pur presentando, rispetto agli scenari di riferimento, una riduzione di energia significativa (circa 10 Mtep in meno nel 2020 e oltre 40 nel lungo periodo) in nessuno dei due scenari di intervento il fabbisogno di energia primaria si riduce dell'auspicato 20% (rispetto al 2005).

Nonostante l'intensità energetica del Paese risulti in diminuzione nell'evoluzione tendenziale, per effetto di un miglioramento spontaneo dell'efficienza, gli scenari BLUE mostrano come sia possibile ottenere ulteriori riduzioni attraverso l'adozione di misure e politiche climatiche che favoriscono l'accelerazione tecnologica e il risparmio energetico (Figura 4.14). Negli scenari di intervento, infatti, l'intensità energetica diminuisce con un tasso medio annuo dell'1,8% nel periodo 2010-2030, in linea con il recente scenario Baseline[74] elaborato per conto della Commissione Europea (PRIMES EU 27) per i Paesi europei.

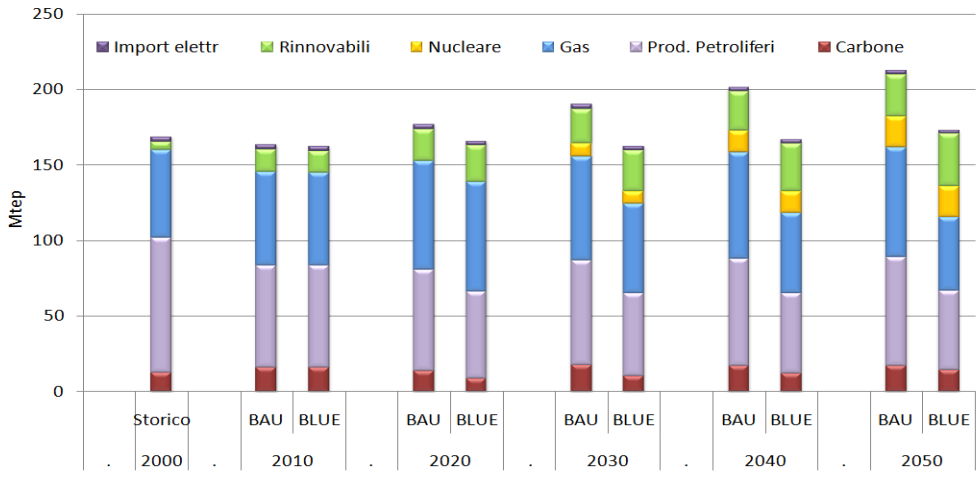
Figura 4.14: Intensità energetica negli scenari ENEA (TPES[75]/GDP[76] tep/€ 2005)



Fonte: elaborazione ENEA

Mentre negli scenari di riferimento il fabbisogno di energia primaria continua ad essere soddisfatto anche nei prossimi anni in larga misura da combustibili fossili (quasi l'86% del totale nel 2020 ed il 76% nel 2050), negli scenari BLUE si riduce il ricorso alle fonti tradizionali, e con esso la dipendenza energetica del Paese. Nello scenario di intervento di alta crescita l'aliquota di combustibili fossili nell'energia primaria scende infatti dal 91% del 2005 al 81% nel 2020, fino al 65% nel 2050.

Figura 4.15: Proiezione dell'energia primaria per fonte negli scenari di crescita alta (Mtep). Anni 2000-2050



Fonte: elaborazione ENEA

[74] Cfr. Capros P. et al., EU Energy trend to 2030 – update 2009.
[75] TPES=Total Primary Energy Supply.
[76] GDP=Gross Domestic Product.

Gran parte di tale riduzione riguarda gas naturale e petrolio. Se nel breve periodo il ricorso al gas naturale (in termini di quota percentuale nel mix energetico) è in linea con quanto accade nell'evoluzione tendenziale, nel medio-lungo diminuisce progressivamente: nel 2050 nel BLUE HG i consumi di gas si riducono infatti di oltre 24 Mtep rispetto al BAU HG. Anche i consumi di prodotti petroliferi diminuiscono fino a 20 Mtep in meno nel 2050 rispetto all'evoluzione tendenziale.

Come avviene per petrolio e gas naturale, nel medio periodo anche il ricorso al carbone cala negli scenari di intervento: la riduzione rispetto al caso tendenziale arriva a 7 Mtep nel 2030 nel BLUE HG. Esso appare invece in ripresa nel lungo periodo, per effetto della penetrazione di impianti a carbone per la produzione di energia elettrica che prevedono la cattura e il sequestro della CO_2.

L'utilizzo di fonti di energia rinnovabili invece aumenta progressivamente, rispetto ai valori odierni, in tutti gli scenari ENEA.

Per effetto dell'ipotesi di forte penalizzazione del carbonio (Tabella 4.1), negli scenari di intervento tale aumento risulta molto più significativo: in riferimento al BLUE HG, nel lungo periodo le FER arrivano a rappresentare oltre un quinto (il 22%) dell'intero fabbisogno energetico, superando i 34 Mtep nel 2050 (se nel calcolo si conteggiano anche l'energia geotermica, idrotermica ed aerotermica, normativa 2009/28/CE, il contributo delle FER arriva a superare i 40 Mtep).

In tutti gli scenari analizzati a partire dal 2025 in poi, cresce progressivamente l'energia nucleare nel mix energetico primario (potenza installata di oltre 11 GW nel 2050).

Nel complesso l'aliquota di energia "carbon free", comprensiva del carbone utilizzato in impianti CCS e del nucleare) negli scenari di intervento raggiunge il 22% del totale fino a superare il 40% nel 2050.

Questa evoluzione del mix energetico determina una riduzione significativa della dipendenza[77] energetica dell'Italia[78]. L'onere che il Paese sostiene per approvvigionarsi di energia all'estero (attualmente le importazioni si attestano intorno all'85% del fabbisogno nazionale), si abbassa nel 2020 dal 2,6% del PIL dello scenario di riferimento a poco più del 2% nel corrispettivo scenario di intervento, con un risparmio sulla bolletta energetica dell'ordine di 5 miliardi di euro[79].

4.5 Emissioni di CO_2

Per effetto della crisi economica in un solo anno le emissioni sono diminuite del 6,9% (nel 2009 rispetto al 2008). Per l'Italia sembra ora meno lontano mantenere l'impegno del Protocollo di Kyoto, che impone di ridurre nel quinquennio 2008-2012 le emissioni medie di gas serra del 6.5% rispetto al 1990. Tuttavia gli scenari ENEA mostrano come queste tendenze decrescenti siano temporanee in assenza di interventi in grado di indurre cambiamenti strutturali del sistema energetico.

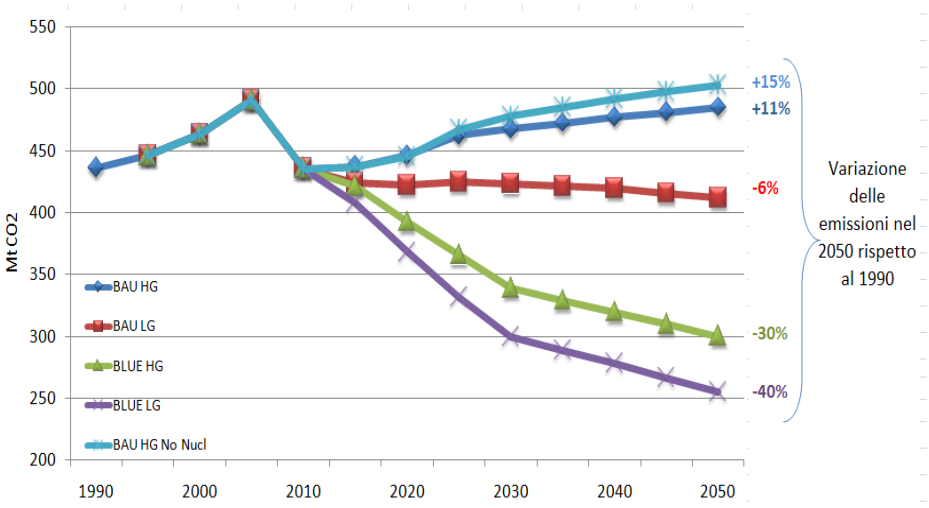
Con un sistema energetico che evolve in modo "tendenziale", le emissioni di CO_2 riprendono ad aumentare già nel breve periodo nello scenario di riferimento alto, BAU HG (Figura 4.16).

Nel BAU LG le emissioni tendono invece ad un progressivo assestamento sui livelli attuali.

In entrambi gli scenari la crescita delle emissioni è comunque frenata da diversi fattori, tra i quali la robusta produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per effetto dell'ipotesi di estensione dell'attuale sistema di incentivazione fino al 2020, e l'entrata in vigore di impianti nucleari già a partire dal 2025.

[77] Dip En = (Import – Export) / TPES (= Prod + (Import - Export) + Variazione Scorte).
[78] Nel 2005 il costo sostenuto dal Paese per l'importazione netta di prodotti energetici è stata di 38,5 Mld di €.
[79] Valore non attualizzato.

Figura 4.16: Emissioni di CO_2 negli scenari ENEA ($MtCO_2$) e riduzione % nel 2050 rispetto al 1990. Anni 1990-2050

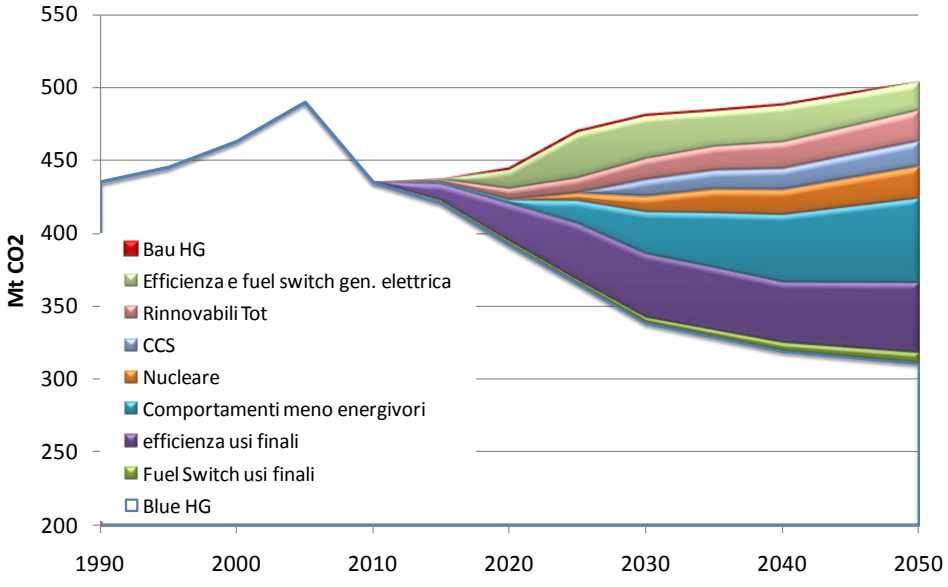


Fonte: elaborazione ENEA

Il quadro cambia in maniera sostanziale negli scenari *di intervento*. Nello scenario BLUE HG la riduzione delle emissioni di anidride carbonica rispetto al corrispondente scenario di riferimento è di circa 55 Mt nel 2020, di quasi 175 Mt nel 2050. Il livello di emissioni arriva quindi a ridursi di oltre un terzo (il 36%) rispetto al caso di riferimento. Rispetto ai valori del 1990, in questo scenario la riduzione delle emissioni di CO_2 è dell'11% nel 2020, di oltre il 30% nel 2050. Un dato di rilievo viene dal confronto con il picco del 2005: in questo caso la riduzione delle emissioni di CO_2 nel 2020 è poco più del 20%.

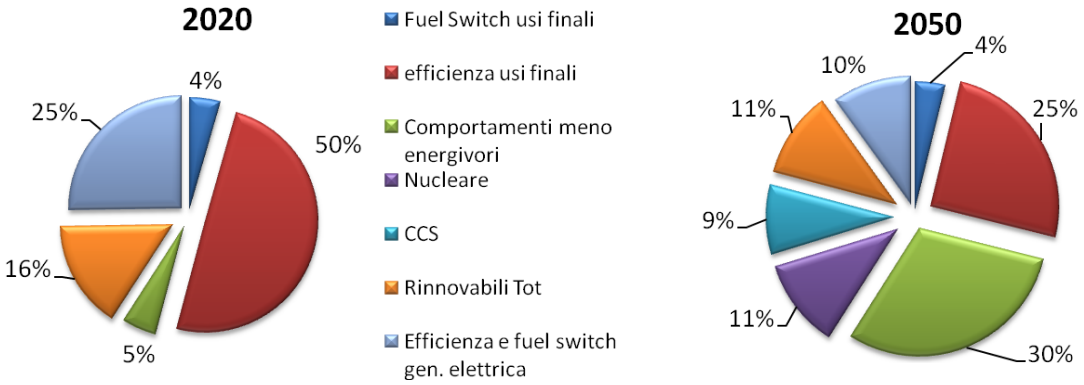
Nello scenario BLUE LG la riduzione rispetto al 1990 è pari al 16% nel 2020, a oltre il 40% nel 2050. La riduzione nel 2020 si avvicina invece al 25% se rapportata al dato 2005. L'inversione di tendenza che caratterizza gli scenari di intervento è l'effetto combinato di diversi fattori, che vanno dal graduale processo di decarbonizzazione del parco di generazione elettrica, per l'aumento di produzione elettrica da rinnovabili, CCS e nucleare, alla riduzione della domanda di energia nei settori finali, conseguenza dell'incremento di efficienza tecnologica e di un uso più razionale dell'energia, ad un differente mix di combustibili, per l'aumento delle fonti rinnovabili termiche (Figura 4.17).

Figura 4.17: Contributo all'abbattimento delle emissioni di CO_2 negli scenari di crescita economica alta per gruppo di tecnologie ($MtCO_2$)



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 4.18: Riduzione di emissioni di CO_2 per famiglia di tecnologie nello scenario BLUE HG nell'anno 2020 e 2050



Fonte: elaborazione ENEA

L'analisi mostra come varia, nell'orizzonte temporale di riferimento, il contributo di ciascuno dei "fattori" appena citati. Nel breve periodo, infatti, la principale opzione tecnologica è rappresentata dell'efficienza energetica: quasi il 50% della riduzione è imputabile ad interventi di efficienza nei settori di uso finale. Nel lungo periodo, invece, diviene necessario il pieno sviluppo di tecnologie ancora in fase di sviluppo (CCS e rinnovabili) e assume grande importanza, oltre alla decarbonizzazione del parco di generazione elettrica, anche un uso più razionale dell'energia da parte dei consumatori finali.

Un altro dato di rilievo è il contributo dei diversi settori alla riduzione complessiva di emissioni (Figura 4.19), scenario BLUE HG rispetto a BAU HG). Il settore civile contribuisce nel 2050 al 24% della riduzione totale, con oltre 40 milioni di tonnellate di CO_2 evitate. Il motivo è da attribuire in primo luogo ad un parco tecnologico più performante rispetto allo scenario base, ma anche ad un mix di combustibili in cui hanno sempre maggior peso l'elettricità (a minor contenuto di carbonio) le biomasse ed il solare. Negli scenari di intervento le tecnologie che utilizzano tali fonti energetiche sono infatti rese maggiormente competitive dalla penalizzazione delle emissioni di CO_2, in costante aumento lungo l'orizzonte temporale. La Figura 4.20 illustra più in dettaglio i cambiamenti nel settore residenziale per effetto della diffusione di tecnologie a bassi consumi energetici.

I trasporti contribuiscono al 24% della riduzione totale delle emissioni del 2050 (rispetto all'evoluzione di riferimento), per effetto di un maggior ricorso ai biocarburanti (2,5 Mtep contro 1,6 dello scenario base nel 2020) e all'elettricità (quasi 20 TWh nel 2020, circa il 4% dei consumi complessivi del settore, contro il 2% dello scenario base), insieme ad un parco veicolare più performante.

Figura 4.19: Riduzione percentuale di CO_2 per settore nello scenario BLUE HG rispetto al BAU HG, anno 2050 (%)

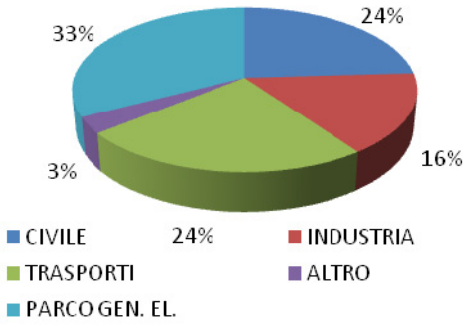
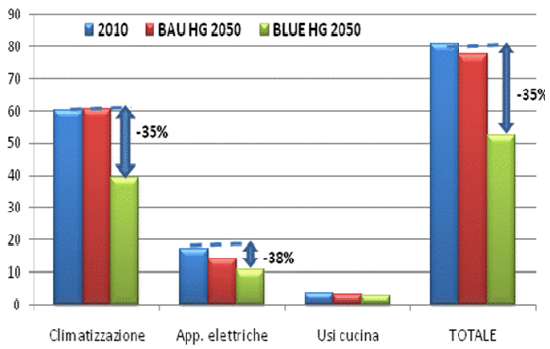


Figura 4.20: Emissioni di CO_2 nel settore residenziale per tipo di servizio energetico negli scenari di alta crescita ($MtCO)_2$



Fonte: elaborazione ENEA

Nell'industria sono circa 28 milioni le tonnellate di CO_2 evitate nell'anno 2050, circa il 16% dell'abbattimento complessivo dello scenario BLUE HG rispetto al BAU HG. Tale risultato è principalmente conseguenza della considerevole riduzione di consumi energetici del settore, che passano dai 44 del BAU HG a poco più di 36 Mtep del BLUE HG nel 2050. Un ulteriore contributo è dato da un minor utilizzo dei combustibili fossili e dall'incremento del consumo diretto di biomasse. In particolare il carbone nello scenario di intervento arriva quasi a dimezzarsi nel lungo periodo e aumenta la cogenerazione a discapito delle classiche caldaie.

Un contributo rilevante all'abbattimento delle emissioni viene anche dalle opzioni di riduzione della domanda di servizi energetici dovuta all'attenzione dei cittadini al risparmio energetico e ai problemi ambientali: quasi il 30% sul totale dell riduzione di CO_2 nel 2050.

4.6 Il raggiungimento degli obiettivi comunitari

In base alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, che impone a tutti i Paesi che vi hanno aderito di elaborare programmi di mitigazione, l'Unione Europea, nel gennaio 2007, ha assunto l'impegno fermo e unilaterale di ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 20% entro il 2020.

Il processo di riduzione delle emissioni si articola in tre diverse fasi, di cui la prima già conclusa. La direttiva ETs (2003/87/EC), che regolamenta le prime due fasi, per il periodo 2005-2007 prevedeva che fosse istituito il mercato delle quote di emissione (e verificato il suo funzionamento) e, per gli anni 2008-2012, che il mercato delle quote divenisse pienamente operativo.

Il pacchetto "clima-energia" (direttiva 2009/29/EC), che regolamenta la terza fase, da attuare tra il 2013 e il 2020, definisce gli obiettivi di riduzione delle emissioni, pari ad almeno il 20% (rispetto al 1990), e di aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili (fino al 20% del Consumo Finale).

La direttiva, che introduce limiti di emissione anche nei settori non-ETs (esclusi dalle precedenti due fasi) prevede che:

- per le emissioni ETs il target sia pari al 21% rispetto ai valori del 2005;
- per i settori non-ETs, la riduzione di emissioni dell'UE sia almeno del 10% (rispetto al 2005).

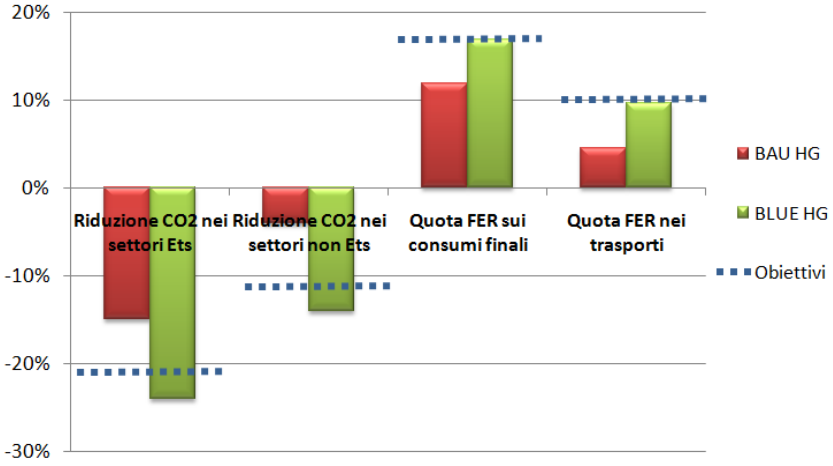
Per l'Italia gli obiettivi di riduzione al 2020 sono, per i settori ETs e non ETs, rispettivamente del 21% e del 13% (rispetto alle emissioni del 2005).

Al fine di raggiungere tali obiettivi di mitigazione, nel giugno 2010 il Governo italiano ha definito il Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili, che recepisce la direttiva 2009/28/CE nella quale viene stabilito un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. La direttiva europea definisce infatti gli obiettivi nazionali relativi alla quota, sul consumo finale lordo di energia, di fonti rinnovabili nel settore dell'elettricità, del riscaldamento e raffrescamento e dei trasporti. Tale obiettivo, da raggiungere entro il 2020, per l'Italia è fissato al 17%.

A causa dell'aspettativa di forte crescita dei consumi del settore, l'UE ha definito inoltre un target specifico per il settore dei trasporti che fissa al 10% la quota minima di energia da fonti rinnovabili sul totale dei consumi di gasolio, benzina, biocarburanti ed elettricità nei trasporti stradali e ferroviari.

In Figura 4.21 si riportano i risultati degli scenari ENEA in riferimento agli impegni del Paese al 2020 relativi alla riduzione delle emissioni e alla quota minima di energia da fonti rinnovabili (complessiva e nel settore trasporti).

Figura 4.21: Posizionamento degli scenari ENEA rispetto agli obiettivi europei nel 2020

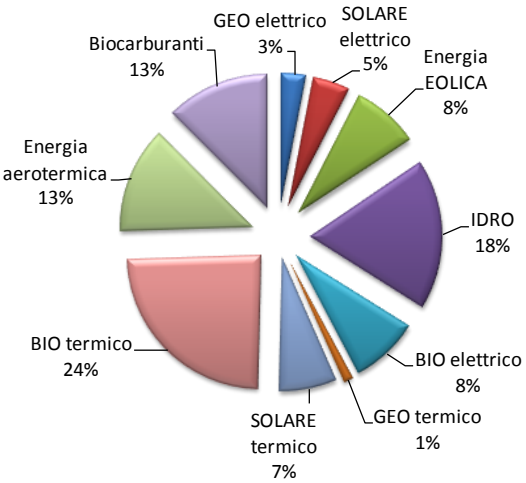


Fonte: elaborazione ENEA

Gli scenari ENEA mostrano come l'azione congiunta della spinta all'efficienza energetica e di un più forte ricorso alle fonti di energia rinnovabili, che caratterizza gli scenari BLUE, permette di raggiungere gli impegni di riduzione delle emissioni. Infatti, nell'evoluzione tendenziale del sistema, in cui i consumi riprendono a crescere a causa della modesta accelerazione tecnologica (par. 4.2), la riduzione complessiva di emissioni rispetto al 2005 arriva al 9% nel 2020. A tale risultato si perviene nonostante il ricorso alle FER aumenti in maniera significativa, circa 15 Mtep nel 2020 (per effetto dell'ipotesi di estensione degli incentivi alle FER elettriche).

Negli scenari di intervento, invece, l'obiettivo viene raggiunto grazie alla massiccia diffusione di tecnologie più performanti, che permettono di ridurre i consumi in maniera considerevole (oltre 10 Mtep nel 2020) e all'aumento dell'utilizzo delle fonti rinnovabili, che superano i 20 Mtep nel 2020 (Figura 4.22). Appare decisivo per il raggiungimento dell'obiettivo del 17% il contributo delle FER termiche (oltre 9 Mtep nel 2020). Il ruolo dell'efficienza diviene ancora più rilevante per il raggiungimento del target di FER nel settore dei trasporti. Il tetto sul livello massimo di emissioni medie delle nuove autovetture determina, nello scenario di intervento, un parco auto molto più performante rispetto all'evoluzione tendenziale (par. 4.2.1): la riduzione dei consumi, associata ad un maggior ricorso ai biocarburanti (2,5 Mtep nello scenario BLUE HG contro 1,6 del BAU HG, nel 2020) e all'elettricità (18 TWh contro i 10 del BAU, nel 2020), fa sì che la quota di FER nel settore passi nel 2020 da meno del 5% dell'evoluzione tendenziale al 10% negli scenari di intervento. Il ricorso all'elettricità da fonte rinnovabile utilizzata per il trasporto su gomma risulta determinante, dal momento che, ai fini del calcolo, la normativa prevede un coefficiente moltiplicativo di 2,5 (raddoppia, invece, il contenuto energetico di biocarburanti da rifiuti di seconda generazione).

Figura 4.22: Mix di energia da fonti rinnovabili nel 2020. Scenario BLUE HG



Fonte: elaborazione ENEA

4.7 Le tecnologie chiave per la riduzione delle emissioni

Il parco di generazione elettrica contribuisce nel 2020 al 31% della riduzione delle emissioni dei gas serra e per oltre il 40% nel 2050, rispetto ad un'evoluzione tendenziale del parco elettrico senza alcuna penetrazione di nucleare.

Gli scenari di intervento mostrano come il perseguimento di ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni nel lungo periodo dipenda, in modo sostanziale, dallo sviluppo di tre gruppi di tecnologie di generazione elettrica, in linea con il "Technology Map for the European Strategic Energy Technology Plan": il nucleare da fissione[80],, la generazione elettrica da fonti fossili con cattura e sequestro della CO_2 (CCS) e l'insieme delle tecnologie di generazione elettrica da fonti rinnovabili.

Nel medio periodo le potenzialità di abbattimento della CO_2 sono strettamente legate ad un incremento di efficienza nei settori di uso finale e al maggior ricorso all'uso delle fonti rinnovabili sia termiche che elettriche. Nel 2020 nel settore elettrico le rinnovabili contribuiscono alla riduzione di circa 3 Mt di CO_2. Nel lungo periodo, invece, il ruolo della generazione elettrica diviene preponderante, grazie al ricorso a tecnologie *low carbon*, che permettono una riduzione nel 2050 di oltre 80 Mt di anidride carbonica nel BLUE HG rispetto allo scenario di riferimento.

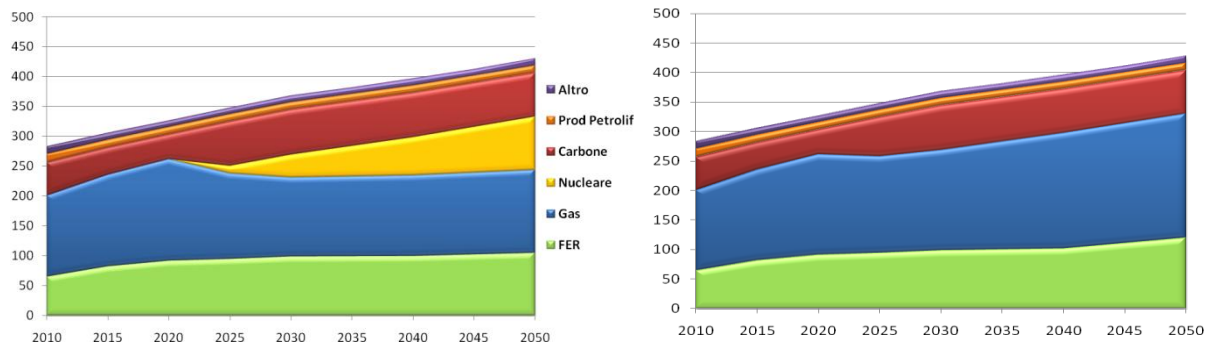
Per ogni tipologia di intervento si è proceduto ad una prima valutazione dei costi di investimento relativa alle diverse tecnologie. Va sottolineato a questo riguardo che in questa analisi non sono stati considerati i costi aggiuntivi quali ad esempio l'O&M, il decommissioning del nucleare e, nelle tecnologie con cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO_2.

4.7.1 Gli effetti dell'introduzione del nucleare

Il piano di reintroduzione del nucleare ipotizzato negli scenari ENEA è basato sul nucleare di III generazione migliorata (non ci sono prospettive temporali praticabili per le centrali di IV generazione), e prevede l'installazione del primo impianto EPR[81] da 1,6 GW nel 2025 ([82]) fino ad una capacità totale di oltre 11 GW, corrispondenti a 7 centrali, nel 2050.

L'energia nucleare contribuisce in maniera significativa a modificare il mix energetico elettrico e a ridurre le emissioni del settore. Dalla Figura 4.23, si nota come l'introduzione di centrali nucleari in Italia entri in competizione con la produzione elettrica da impianti a gas naturale e, nell'ultimo decennio, anche con impianti a fonti rinnovabili, arrivando a coprire fino al 20% del fabbisogno elettrico in Italia nel 2050.

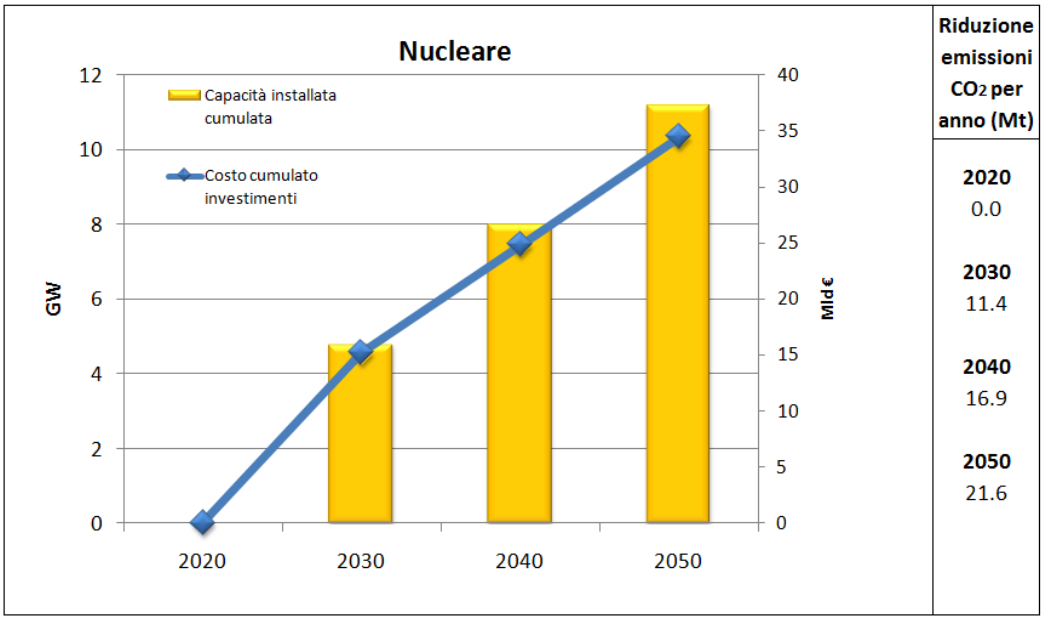
Figura 4.23: Mix di produzione *elettrica nello scenario di riferimento con e senza nucleare (TWh). Anni 2010-2050*



Fonte: elaborazione ENEA

[80] «L'energia nucleare – ha sottolineato il direttore dell'IEA, Nobuo Tanaka – è una delle tecnologie chiave a basse emissioni di CO_2 che possono contribuire (insieme all'efficienza energetica, alle rinnovabili e alle tecnologie di cattura e sequestro della CO_2) alla "decarbonizzazione" delle forniture di energia elettrica entro il 2050».
[81] EPR = European Pressurized Reactor.
[82] Il piano per il nucleare del Governo prevede la produzione del primo kilowattora da nucleare nel 2020.

Figura 4.24: Potenzialità di riduzione delle emissioni, capacità e costi di *investimento del nucleare (GW e miliardi di €/2005)*



Fonte: elaborazione ENEA

La generazione da gas, in particolare i cicli combinati, risulta fortemente ridimensionata passando da un'incidenza del 49% al 32% nel 2050 nello scenario di riferimento con nucleare. L'energia nucleare, come sottolineato dall'IEA nel ETP 2010, è una delle tecnologie chiave a basse emissioni di CO_2 che possono contribuire (insieme all'efficienza energetica, alle rinnovabili e alle tecnologie di cattura e sequestro della CO_2) alla "decarbonizzazione" delle forniture di energia elettrica entro il 2050

Con un costo totale di investimento nel periodo considerato di oltre 35 miliardi di euro ([83]), il nucleare concorre a circa il 27% della riduzione complessiva delle emissioni di CO_2 imputabile al parco di generazione elettrica nel periodo 2010-2050 e quasi al 10% del totale dell'abbattimento nello scenario di intervento.

4.7.2 Il futuro delle fonti fossili e il ruolo della CCS

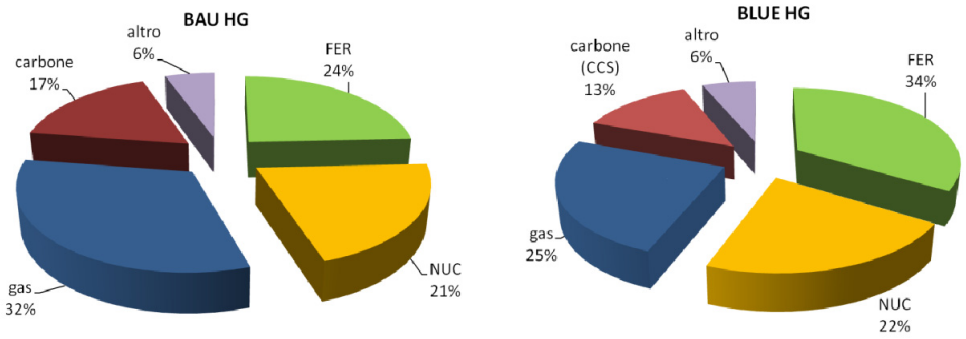
Le scelte sulla nuova capacità del parco di generazione dipendono essenzialmente dai costi e dall'efficienza delle diverse tecnologie, oltre che dai problemi di regolazione del carico, di distribuzione dell'elettricità e di attenzione agli aspetti ambientali. La combinazione di questi fattori fa sì che gli impianti ad olio combustibile diventino residuali già nel breve periodo, mentre si affermano sempre più i cicli combinati a gas. In tutti gli scenari ENEA, tali impianti rappresentano infatti gran parte della potenza termoelettrica installata nel medio periodo. Il loro contributo però tende a diminuire nel lungo periodo per effetto della penetrazione del nucleare e, specie negli scenari di intervento, degli impianti a fonti rinnovabili.

In particolare, il ricorso al carbone risulta in diminuzione nel medio periodo in entrambe le proiezioni. Nel lungo periodo la produzione elettrica da carbone torna invece ad aumentare:

- negli scenari di riferimento per l'effetto congiunto del prezzo del gas (ipotizzato in aumento) e della disponibilità di nuovi impianti a carbone ad elevati rendimenti;
- negli scenari di intervento per la penetrazione di impianti con sequestro e confinamento della CO_2 (CCS[84]), favoriti dal prezzo della CO_2 in costante aumento, che penalizza le tecnologie tradizionali.

[83] Sono esclusi i costi di decommissioning; valore a moneta corrente.
[84] *Carbon Capture and Storage.*

Figura 4.25: Produzione elettrica per fonte nel 2050 negli scenari BLUE e BAU

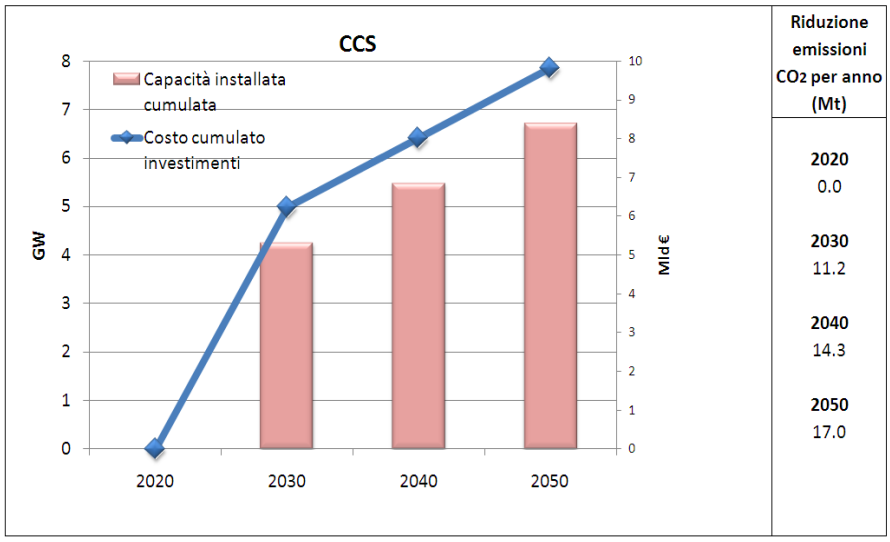


Fonte: elaborazione ENEA

In scenari attenti alle politiche di mitigazione del clima, quindi, il ricorso al carbone nel parco di generazione elettrica risulta possibile solo se associato a cattura e sequestro della CO_2. Negli scenari di intervento è previsto, infatti, un progressivo sviluppo di impianti CCS a partire dal 2030 con investimenti complessivi nell'arco temporale di indagine degli scenari ENEA di 10 miliardi di €[85] per una capacità installata di quasi 7 GW.

Le tecnologie CCS contribuiscono, perciò, al controllo dei gas serra per un 21% del settore elettrico e il 9% del totale dell'abbattimento nel 2050.

Figura 4.26: Potenzialità di riduzione delle emissioni, capacità e costi di investimento per la CCS nello scenario BLUE HG (GW e Mld€/05)



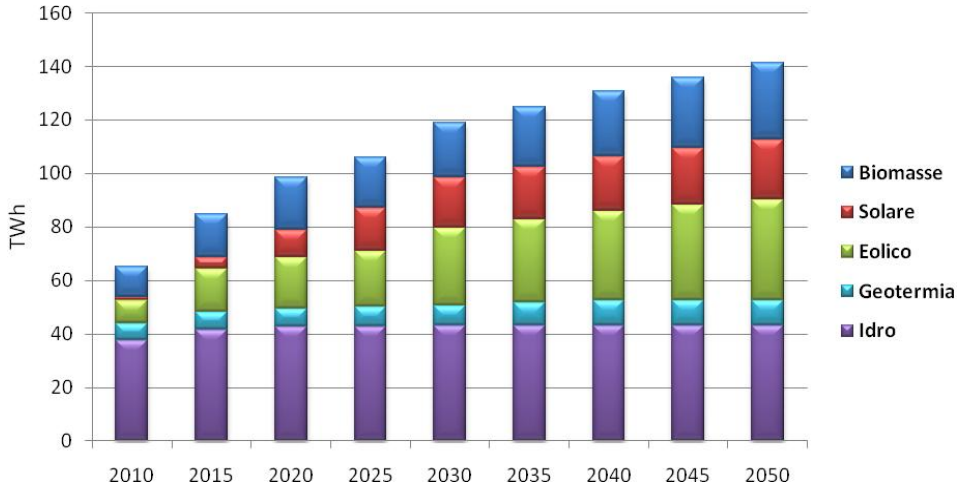
Fonte: elaborazione ENEA

4.7.3 Il ruolo delle tecnologie da fonte rinnovabile

La produzione di energia da fonti rinnovabili cresce fino al 2020 (Figura 4.27) a ritmi elevati in tutti gli scenari ENEA, per effetto dell'ipotesi di estensione dell'attuale sistema di incentivazione. Negli scenari di riferimento, però, essa subisce nel lungo periodo un rallentamento, stabilizzandosi intorno al 24% del Consumo Interno Lordo (CIL) di elettricità. I motivi sono da ricercare nell'ipotesi di graduale azzeramento dei sussidi, nell'effettiva disponibilità delle risorse (nel caso dell'eolico per effetto della riduzione di siti ad elevata producibilità) e nella produzione di natura "intermittente". Negli scenari di intervento invece la produzione da FER continua ad aumentare nel lungo periodo, raggiungendo il 30% del CIL e il 35% della produzione elettrica nel 2050. In particolare la tecnologia *on-shore* nel lungo periodo arriva a raggiungere il massimo potenziale sfruttabile in Italia secondo le attuali conoscenze, ed anche le installazioni *off-shore* risultano in aumento.

[85] Sono esclusi i costi per lo stoccaggio della CO_2.

Figura 4.27: Produzione elettrica da fonti rinnovabili nello scenario BLUE HG (TWh). Anni 2010-2050



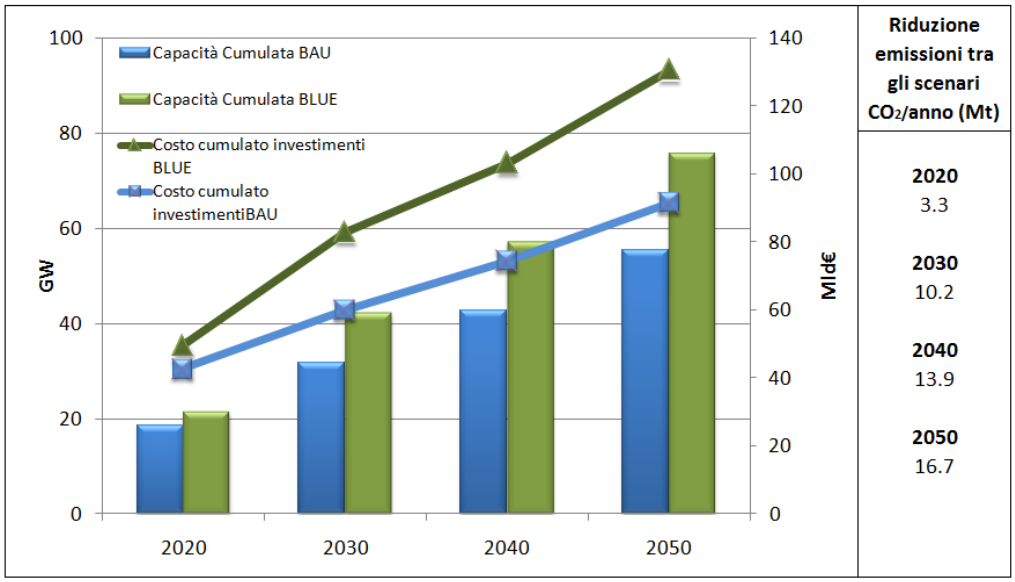
Fonte: elaborazione ENEA

Altra tecnologia di generazione da fonti rinnovabili che si afferma in maniera significativa negli scenari di mitigazione è rappresentata dagli impianti a biomasse. Nel lungo periodo questa diviene un'importante opzione rinnovabile seconda solo all'eolico, da un lato per effetto del progressivo esaurimento della disponibilità dei siti eolici terrestri ad elevata producibilità, da un altro per il miglioramento della competitività della tecnologia a biomasse, sia in termini di costi che di rendimento.

La produzione elettrica da impianti fotovoltaici e solare a concentrazione, che negli scenari di riferimento appare ancora legata agli incentivi nel breve periodo, risulta in costante crescita negli scenari di intervento: nel BLUE HG, per effetto del graduale aumento del prezzo della CO_2 e per la riduzione dei costi della tecnologia, la produzione da fonte solare raggiunge nel 2050 i 21 TWh (Figura 4.27).

La figura evidenzia la dinamica di sviluppo in termini di investimenti e di capacità installata delle principali tecnologie di generazione elettrica da fonte rinnovabile che, nel lungo periodo, presentano le maggiori potenzialità di abbattimento della CO_2.

Figura 4.28: Potenzialità di riduzione delle emissioni, costi e capacità cumulata negli scenari ENEA[86] (GW e Mld€/05)



Fonte: elaborazione ENEA

[86] Costi non scontati.

Gli investimenti sulle tecnologie rinnovabili aggiuntive rispetto allo scenario di riferimento sono ingenti già all'orizzonte 2020, circa 4 miliardi di €, e superano i 37 miliardi di € cumulati nel 2050. La capacità installata cresce soprattutto nel lungo periodo, anche grazie all'ipotesi di una progressiva riduzione del costo delle tecnologie. Le tecnologie chiave nel settore rinnovabili sono naturalmente il solare fotovoltaico e a concentrazione, l'eolico e le biomasse che nel 2050 hanno un potenziale di abbattimento delle emissioni rispettivamente del 6%, 8% e 7% del totale del parco di generazione elettrica. In questa analisi è importante tenere presente che per una corretta valutazione della convenienza o meno di una tecnologia rispetto ad un'altra bisognerebbe considerare anche tutti i costi aggiuntivi quali ad esempio l'*O&M* (costi operativi di esercizio e manutenzione), il *decommissioning* del nucleare o ancora il trasporto e lo stoccaggio della CO_2 nelle tecnologie con cattura.

4.8 Effetti economici dell' "accelerazione tecnologica"

Gli scenari ENEA mostrano come lo spostamento del sistema energetico lungo una traiettoria a minori emissioni di gas serra possa rappresentare un'opportunità per il Paese, piuttosto che un "onere" da sostenere. Una prima indicazione che va in questo senso si ricava dall'analisi effettuata con il modello Times-Italia sul costo complessivo del sistema energetico confrontando, nel caso di crescita economica, lo scenario di intervento con quello tendenziale (paragrafo 4.8.1). L'ulteriore conferma viene da uno studio – effettuato con il ricorso a matrici di contabilità sociale – che valuta l'impatto a livello macroeconomico di una politica di intervento sull'efficientamento energetico (in questo caso l'effetto sull'economia delle famiglie conseguente all'acquisto di elettrodomestici ad alta efficienza energetica) (paragrafo 4.8.2).

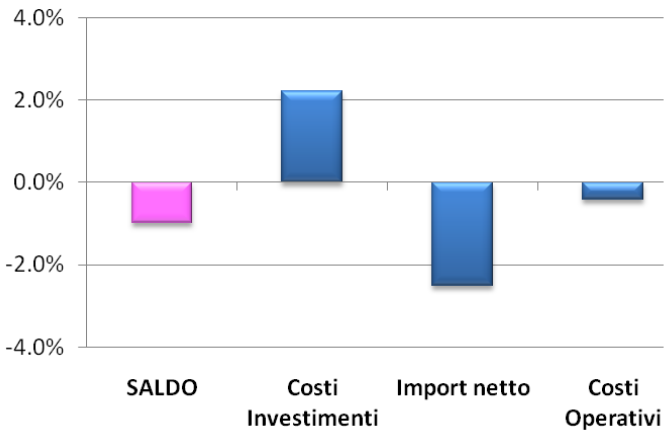
4.8.1 La valutazione dei costi del sistema energetico

Pur non considerando i benefici che un'accelerazione tecnologica potrebbe portare al sistema Paese, in termini di impatto occupazionale ed extra gettito fiscale gli scenari di intervento appaiono economicamente convenienti se valutati rispetto alle principali voci di costo del sistema energetico quali:

- investimenti in impianti di produzione e trasformazione di energia e in tecnologie di uso finale;
- costo delle importazioni nette (import–export) di energia;
- costi fissi, di manutenzione e sussidi.

Il maggiore sforzo negli investimenti, necessari per ridurre i consumi di energia e le emissioni di gas serra, risulta infatti, nel lungo periodo, più che ripagato dalla riduzione complessiva dell'import netto di fonti energetiche: nel BLUE HG la spesa complessiva tra investimenti, import e costi operativi è infatti inferiore di circa il 1% rispetto allo scenario tendenziale. In Figura 4.29 si riporta la variazione complessiva dell'onere del sistema e di ciascuna voce di costo presa in esame nelle due traiettorie di intervento e tendenziale.

Figura 4.29: Variazione complessiva dell'onere del sistema e delle singole voci di costo tra gli scenari BLUE HG e BAU HG (%). Periodo 2010-2050



Fonte: elaborazione ENEA

La spesa aggiuntiva grava sia lato domanda di energia, ovvero sulle tecnologie di uso finale (automobili, elettrodomestici) innovative, più efficienti, ma anche più costose, sia lato offerta (impianti per la produzione, conversione e trasporto dell'energia) e risulta complessivamente il 3,6% maggiore nello scenario di intervento rispetto all'evoluzione tendenziale.
I costi operativi, intesi come somma di costi fissi, di manutenzione e sussidi, risultano invece complessivamente inferiori nello scenario di intervento, in virtù della razionalizzazione dell'utilizzo dell'energia, per effetto di comportamenti meno energivori da parte dei cittadini.

Attraverso l'accelerazione tecnologica, nello scenario BLUE HG, la spesa per le importazioni di energia si riduce in maniera significativa: nel solo anno 2020 si ottiene un risparmio sulla bolletta energetica del Paese dell'ordine di circa 5 miliardi di euro[87], il 13% circa (nel 2050 si arriva ad una riduzione annua dei costi dell'import netto del 40%24 rispetto al caso tendenziale).

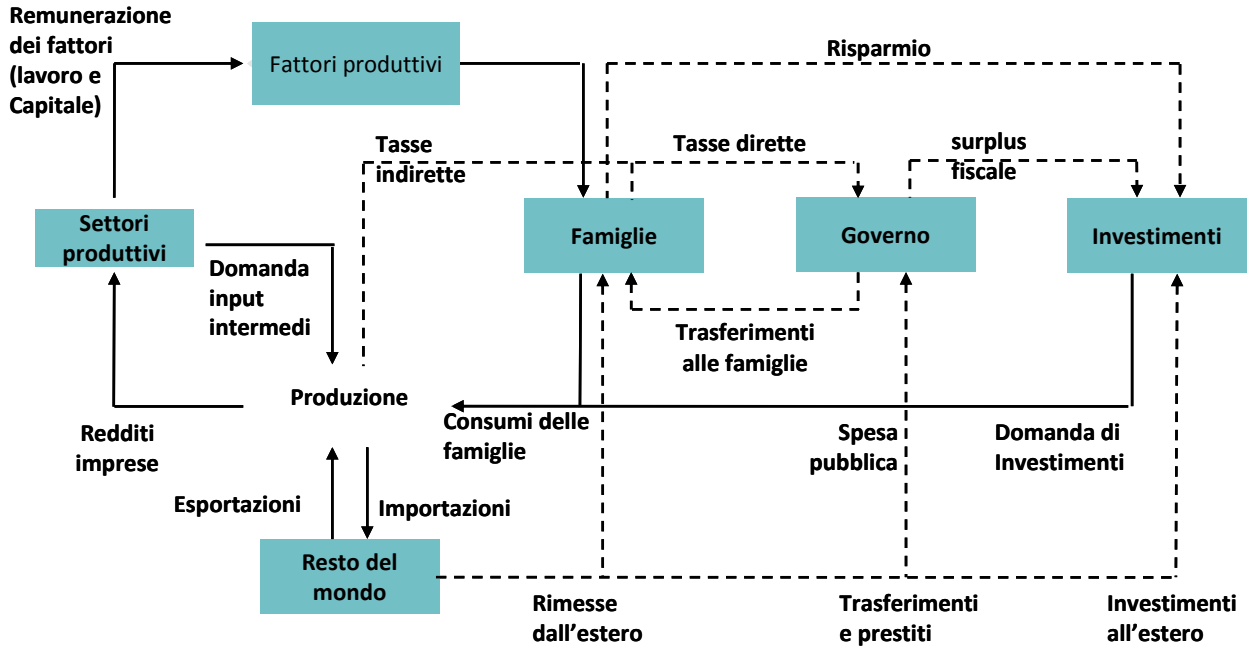
4.8.2 La stima di impatto economico attraverso la Matrice di Contabilità Sociale

Scopo dell'analisi è la valutazione dell'impatto economico generato dall'attuazione delle misure di efficienza energetica nel settore residenziale contenute nello scenario BLUE HG generato dal modello MARKAL-TIMES.

L'analisi di impatto è stata effettuata a partire dalla Matrice di Contabilità Sociale (SAM) italiana, elaborata su dati 2007[88]. La SAM (Social Accounting Matrix, ovvero Matrice di Contabilità Sociale) formalmente si presenta come una matrice quadrata, che registra in termini quantitativi i rapporti di scambio che intercorrono in un sistema economico. Le colonne della matrice indicano gli impieghi del reddito di ciascun settore produttivo o istituzionale, le righe evidenziano le fonti di reddito di ciascun settore.

La struttura della SAM include al suo interno la matrice Input-Output (I/O) degli scambi intermedi tra settori produttivi, ma ad essa aggiunge i conti intestati alle Istituzioni (Famiglie, Imprese, Governo), ai Fattori della produzione (Lavoro e Capitale), alla Formazione di capitale e al Resto del Mondo. In questo modo, la SAM permette di cogliere tutto l'insieme di relazioni che caratterizzano un sistema economico nelle varie fasi del processo di produzione, distribuzione, utilizzazione e accumulazione del reddito (Figura 4.3).

Figura 4.3: Il circuito del reddito



Fonte: IPI

[87] Valore attualizzato al 2006.
[88] La SAM è stata elaborata nell'ambito di un progetto di ricerca finanziato dall'IPI, in collaborazione con la facoltà di Economia di "Tor Vergata".

La disaggregazione settoriale adottata nella SAM 2007 è omogenea a quella proposta dall'Istat nelle matrici Usi e Impieghi, ossia a 58 settori produttivi, cui si aggiungono le colonne e le righe intestate ai Fattori di produzione, ai Settori Istituzionali e al Resto del Mondo, fino a raggiungere una matrice di dimensioni 75x75[89].
All'interno della SAM si possono distinguere i seguenti blocchi fondamentali:

- Fattori primari di produzione (Lavoro non qualificato, Lavoro qualificato, Capitale);
- Settori produttivi (Agricoltura, Industria, Servizi);
- Famiglie;
- Imprese;
- Pubblica amministrazione Centrale e Locale;
- Formazione di capitale;
- Resto del Mondo.

La valutazione di impatto economico con la SAM è finalizzata a stimare e quantificare l'entità degli effetti diretti e indiretti su un sistema economico derivanti dalla realizzazione di un investimento, di un programma di investimenti o di misure di politica economica.

L'impatto economico, ripercorrendo lo schema keynesiano dei moltiplicatori, risulterà tanto più rilevante quanto maggiore è la mobilitazione delle risorse, l'interdipendenza dei settori attivati e la capacità produttiva inutilizzata; dal livello di interdipendenza e dalla capacità inutilizzata dipende, infatti, la leva moltiplicativa del nuovo investimento, poiché se la capacità produttiva nel sistema economico è ampiamente o parzialmente inutilizzata, il nuovo investimento, programma o politica consentirà di dare impulso alla produzione assorbendo le risorse non occupate o sottooccupate. Inoltre, gli effetti macroeconomici saranno tanto più rilevanti quanto maggiore sarà l'attivazione della domanda in settori produttivi aventi una catena di approvvigionamento particolarmente sviluppata.

Per poter utilizzare la matrice SAM come modello economico occorre in primo luogo individuare i conti esogeni (insieme delle variabili che trasmettono uno shock al sistema economico) e quelli endogeni (insieme delle variabili che subiscono lo shock del sistema economico). I criteri di scelta non sono assoluti, ma dipendono dall'oggetto di indagine. In secondo luogo, per una valutazione prudente e completa di un programma di interventi, l'impatto che ne deriva deve sempre essere confrontato con uno scenario alternativo o controfattuale di pari ammontare.

Nel caso qui analizzato si assumono esogeni i conti intestati alle famiglie e si confrontano gli impatti macroeconomici conseguenti all'acquisto di elettrodomestici e al consumo di energia da questi generati nell'ambito degli scenari tendenziale e *policy* originati dal modello Markal-Times per il periodo 2007-2025. Nello scenario di *policy* viene, infatti, fortemente incoraggiato l'acquisto di elettrodomestici ad alta efficienza energetica.

Nello specifico, la prima ipotesi, definita all'interno dello scenario tendenziale ad alta crescita, prevede che le famiglie acquistino nell'arco del periodo 2007-2020 elettrodomestici per un importo di circa 31 miliardi di €[90] e affrontino una spesa relativa per la fornitura di energia elettrica di quasi 115 miliardi di €[91] nell'arco temporale 2007-2025[92], per un ammontare totale della spesa di 145,6 miliardi di €.

[89] Non esiste uno schema univoco per la costruzione di una SAM: la sua struttura funzionale e il livello di disaggregazione degli intestatari dei conti, siano essi settori, istituzioni o fattori, e quindi anche l'approccio metodologico utilizzato per la stima, dipendono dalle esigenze specifiche dell'analisi.
[90] Valore attuale dei costi di acquisto per elettrodomestici nello scenario tendenziale, per il periodo 2007-2020 ad un tasso di sconto pari al 4% annuo.
[91] Valore attuale dei consumi in energia elettrica nello scenario tendenziale, per il periodo 2007-2025 ad un tasso di sconto pari al 4% annuo.
[92] L'arco temporale dei consumi di energia elettrica è stato allungato al 2025 in modo da includere nell'analisi parte degli effetti, in termini di consumi energetici, generati dagli acquisti effettuati nel 2020.

La seconda ipotesi, definita all'interno dello scenario di *policy*, prevede che le famiglie acquistino nell'arco del periodo 2007-2020 elettrodomestici per un importo pari a 44,8 miliardi di €[93] e affrontino una spesa relativa per la fornitura di energia elettrica pari a 94.2 miliardi di €[94] nell'arco temporale 2007-2025[95], per un ammontare totale della spesa di 139 miliardi di €. Come facilmente intuibile paragonando il costo dei due programmi di spesa, a fronte di un costo di acquisto più elevato nel caso dello scenario di *policy* è possibile attribuire alle famiglie, un beneficio netto in termini di mancati acquisti di *commodities* energetiche pari a 6,7 miliardi di €. Ai fini dell'analisi qui descritta si assume che la spesa evitata dalle famiglie venga utilizzata dalle stesse aumentando altri consumi secondo la ripartizione data dal profilo di spesa storico nelle diverse classi di consumo, così come rappresentate nella SAM.

Considerando le ipotesi sopra descritte, il costo degli interventi è stato attribuito ai diversi settori produttori della SAM, portando così alla composizione del vettore di spesa[96].

Infine, il vettore così definito è stato 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 i risultati della simulazione indicano una performance positiva per entrambi gli scenari (Tabella 4.4).

Tabella 4.4: Impatto economico delle spese per l'acquisto di elettrodomestici nei due scenari di alta crescita economica nel periodo 2007-2025 (miliardi di €)

	Impatto Scenario Tendenziale	**Moltiplicatore Scenario Tendenziale**	**Impatto Scenario Policy**	**Moltiplicatore Scenario Policy**
Remunerazione dei fattori produttivi				
Lavoro	**106,2**	**0,73**	**112,2**	**0,77**
di cui Lavoro qualificato	**45,1**	0,31	**48,0**	0,33
di cui Lavoro non qualificato	**61,1**	0,42	**64,2**	0,44
Capitale	**153,0**	**1,05**	**155,8**	**1,07**
Valore aggiunto	**259,2**	**1,78**	**268,0**	**1,84**
Spese dei settori istituzionali				
Famiglie	**226,9**	**1,56**	**236,6**	**1,62**
Imprese	**139,0**	**0,95**	**142,1**	**0,98**
Governo	**101,1**	**0,69**	**104,8**	**0,72**
Istituzioni	**467,1**	**3,21**	**483,4**	**3,32**
Produzione nei settori di attività economica				
Agricoltura	**22,7**	0,16	**23,6**	0,16
Industria in senso stretto	**368,6**	2,53	**362,1**	2,49
Costruzioni	**31,2**	0,21	**32,3**	0,22
Servizi	**373,3**	2,56	**395,7**	2,72
Totale Produzione	**795,8**	**5,47**	**813,7**	**5,59**
Formazione del Capitale	**72,3**	0,5	**74,9**	0,51

Fonte: elaborazione ENEA

[93] Valore attuale dei costi di acquisto per elettrodomestici nello scenario policy, per il periodo 2007-2020 ad un tasso di sconto pari al 4% annuo.
[94] Valore attuale dei consumi in energia elettrica nello scenario di policy, per il periodo 2007-2025 ad un tasso di sconto pari al 4% annuo.
[95] Come nel caso dello scenario tendenziale, l'arco temporale dei consumi di energia elettrica è stato allungato al 2025 in modo da includere nell'analisi gli effetti, in termini di consumi energetici, generati dagli acquisti di elettrodomestici effettuati nel 2020.
[96] I valori degli investimenti in tecnologie energeticamente efficienti sono stati ricondotti ai corrispondenti settori produttori ATECO presenti nella matrice di contabilità sociale.

Infatti, a fronte di una spesa pari a 145,6 miliardi di € per entrambi gli scenari, ci si può attendere una crescita della produzione attivata di 795,8 miliardi di € per lo scenario tendenziale e di 813,7 miliardi di € per lo scenario di *policy*, la creazione di valore aggiunto per 259,2 miliardi di € per lo scenario tendenziale e per quasi 268 miliardi di € per lo scenario di *policy*, la creazione di risparmio per 72,3 miliardi di € per lo scenario tendenziale e di quasi 75 miliardi di € per lo scenario di *policy* ed un incremento complessivo del PIL nell'ordine dello 0,67% per lo scenario tendenziale e di 0,69% per lo scenario di *policy*.

Confrontando i due scenari analizzati in termini di moltiplicatori si può, inoltre, concludere che investimenti più consistenti nell'efficienza energetica, previsti nello scenario di *policy*, mostrano effetti indiretti più rilevanti sulla struttura delle attività economiche.

Infine, le misure di efficienza energetica contenute nello scenario di *policy* determinano un incremento rispetto allo scenario tendenziale dell'occupazione attivata[97], pari a 279.000 unità di lavoro (di cui 12.500 di lavoro qualificato).

[97] L'occupazione attivata rappresenta il numero di unità di lavoro, diretto ed indiretto (lavoro indotto), che l'impatto della spesa attiva in ciascuno dei settori dell'economia rappresentati nella SAM.

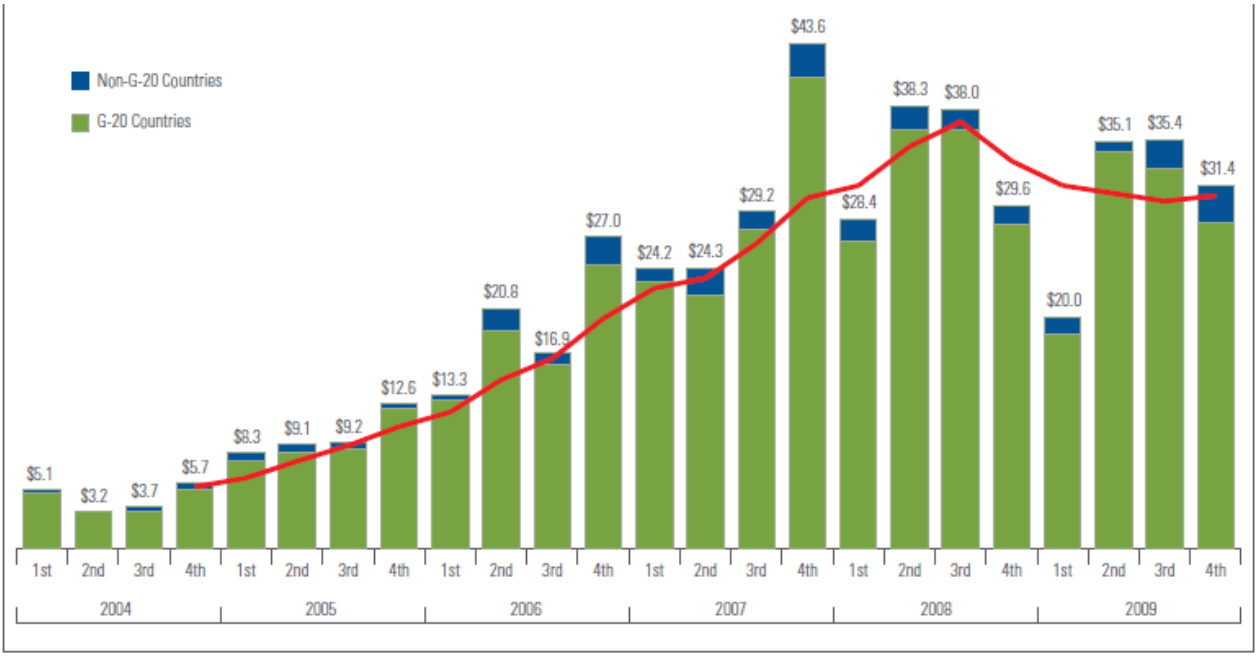
5 L'ITALIA E LA GREEN ECONOMY: RUOLO E PROSPETTIVE

5.1 L'uscita dalla crisi e le opportunità delle *renewable energy technologies*

A dispetto delle più fosche previsioni collegate alla crisi economica internazionale, e nonostante l'abbassamento dei prezzi petroliferi, gli investimenti mondiali[98] nelle *renewable energy technologies* (ascrivibili per la quasi totalità ai Paesi del G-20) hanno mostrato una buona vitalità per tutto il corso del 2009. Dopo la brusca caduta registrata nell'ultimo trimestre del 2008 e nel primo del 2009, la ripresa dei flussi di spesa è stata infatti netta, confermandosi nell'intero periodo successivo, tanto che la flessione registrata nel 2009 su base annuale è ammontata a solo il 6,6%; un valore tanto più apprezzabile se si considera che la diminuzione degli investimenti dell'industria del gas e del petrolio è risultata pari al 19%[99]. Con un totale di 162 miliardi di dollari nel 2009 (Figura 5.1), equivalenti al 37% di quanto investito nell'industria del gas e del petrolio, gli investimenti nelle *renewable energy technologies* hanno riportato rispetto al 2005 (anno del loro decollo) un incremento del 230%, determinando la prosecuzione di un trend sempre più riconosciuto come lo stabile segnale della nascita di una nuova industria su scala globale.

Le attese riposte nella crescita e nel consolidamento del settore delle *renewable energy technologies* si sono andate d'altra parte intensificando proprio con lo scoppio della crisi, allorché si è fatta cogente la necessità di disporre di nuovi e potenti motori a sostegno della crescita economica. Le prospettive di espansione del settore (con una stima nell'ordine del 25% della crescita degli investimenti per il 2010) hanno potuto trarre alimento dalle sempre più forti sollecitazioni poste in essere dalle questioni della sicurezza energetica e del cambiamento climatico, tenuto conto anche dello straordinario ritmo di crescita delle economie emergenti, Cina ed India in testa.

Figura 5.1: Investimenti mondiali nelle renewable energy technologies: andamento a livello trimestrale (miliardi di $ correnti)



Fonte: Bloomberg – New Energy Finance

[98] I dati sugli investimenti nelle *renewable energy technologies* sono tratti da The PEW Charitable Trusts (2010), *Who's Winning the Clean Energy Race? Growth, Competition and opportunity in the World's Largest Economies* e da Unep (2010), *Global Trends in Sustainable Energy Investment 2010* (tutti i dati sono fonte Bloomberg – New Energy Finance).

[99] IEA (2009), *World Energy Outlook*.

Al tempo stesso, gli auspici di un rilancio produttivo improntato sulla messa in campo di una *green economy* si sono andati concentrando nelle economie di vecchia industrializzazione (Europa e Stati Uniti innanzitutto), dove la crisi si è più violentemente abbattuta.
Nel prefigurare un cambiamento radicale dell'assetto geo-economico mondiale, l'uscita dalla crisi appare per i Paesi occidentali doppiamente problematica: alla difficoltà di far ripartire economie in cui da tempo i meccanismi della crescita sono inceppati, si aggiunge ora quella di fare fronte alla competizione delle economie emergenti, caratterizzate non solo da elevati tassi di crescita e da costi del lavoro ancora relativamente molto più bassi, ma anche da straordinarie potenzialità nel consentire l'espansione di settori produttivi ad alta intensità tecnologica, attraverso una strategia basata sull'agevolazione di specifici Investimenti Diretti Esteri[100] ed il concomitante forte aumento degli investimenti nella R&S. Agli scenari di ripresa rallentata (ad "U"), se non addirittura stentata (ad "L" o, nel peggiore dei casi a "W", con ricadute recessive), tipici delle economie occidentali, si contrappongono quelli a ripresa più rapida delle economie emergenti (tendenzialmente a "V"), laddove il maggior slancio nella fase di uscita dalla crisi può fungere da detonatore per il consolidamento della nascente base industriale e per l'acquisizione di vantaggi competitivi in nuovi mercati a forte dinamica di crescita quali sono quelli delle *renewable energy technologies*.

Attualmente la produzione di energia a livello mondiale coperta da fonti di energia rinnovabile (essenzialmente geotermia, piccolo idroelettrico, biomasse, eolico e solare) si stima intorno ai 250 GW[101] (pari a circa il 6% del totale), mentre gli scenari al 2030[102], in cui si preveda la stabilizzazione "ottimale" della concentrazione di CO_2 a 450 ppm coerente con un aumento della temperatura entro i 2 °C, indicano che la copertura del fabbisogno energetico mondiale soddisfatto dall'utilizzo di fonti rinnovabili dovrebbe attestarsi sul 37% del totale. Ciò dimostra quanto ampi siano in effetti i margini di crescita della domanda di fonti rinnovabili se solo, appunto, ci si limita a considerare il vincolo di natura climatica.

L'esistenza di un così grande potenziale di sviluppo per queste fonti energetiche non esime tuttavia dal considerare, e con forte attenzione, i fattori in grado di renderne il consumo sostenibile sotto il profilo economico, sia in relazione ai costi unitari di produzione del kWh (ad oggi ancora relativamente elevati), sia in relazione alla possibilità di sviluppare una maggiore autonomia energetica attraverso un adeguamento dell'offerta industriale alla domanda di tecnologie per il loro utilizzo, evitando così di creare un altro tipo di aggravio sulla bolletta energetica degli scambi con l'estero in alternativa a quello derivante dall'importazione di combustibili fossili.

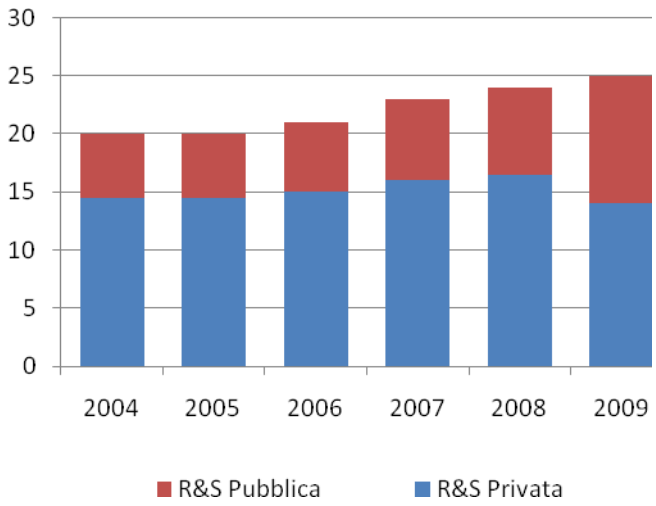
I benefici attesi dallo sviluppo di una *green economy* debbono esser valutati a partire da queste considerazioni, ed obbligano le economie di vecchia industrializzazione a tenere in debita considerazione la sfida competitiva con le economie emergenti, se l'obiettivo deve rimanere quello di una crescita totalmente sostenibile, e dunque non solo sotto il profilo ambientale ed economico, ma anche sotto quello sociale, attraverso la presenza in spazi di mercato che assicurino la creazione di nuovi posti di lavoro.

Esiste indubbiamente una diffusa consapevolezza sul fondamentale ruolo di sostegno allo sviluppo che una *green economy* può svolgere: le misure di intervento pubblico programmate nei Paesi del G-20 nella prima fase della crisi economica internazionale prevedevano infatti consistenti quote di spesa in campo ambientale[103].

---

[100] È opportuno ricordare che gli Investimenti Diretti Esteri continuano ad avere un ruolo trainante nel processo di sviluppo dell'economia mondiale e che il sopraggiungere della crisi non ha impresso cambiamenti di direzione a tale dinamica. Nello scenario mondiale è progressivamente crescente la quota di Investimenti Diretti Esteri verso le economie in via di sviluppo e in transizione (nel 2009 più del 50% delle nuove iniziative di investimento ha avuto per destinazione queste aree), così come crescenti sono gli Investimenti Diretti Esteri che hanno origine da tali Paesi. Crescente è inoltre il ruolo che stanno avendo le iniziative collegate alla *green economy*: si stima che nel 2009 il flusso mondiale di Investimenti Diretti Esteri nel settore si sia attestato sui 90 miliardi di dollari, quasi il 10% del flusso totale, concentrandosi nelle energie rinnovabili e nelle industrie del riciclaggio (per approfondimenti si rimanda al Rapporto dell'ONU del 22 luglio 2010, *World Investment Report 2010 – Investing in a Low Carbon Economy*).
[101] Il dato è al netto del grande idroelettrico, includendo il quale si totalizzano 1230 GW pari al 25% della potenza installata totale.
[102] IEA, op. cit.
[103] ENEA (2009), *Analisi e Scenari 2008*.

Figura 5.2: Investimenti in R&S nelle fonti di energia rinnovabili. Anni 2004-2009 (miliardi di $)



Fonte: New Energy Finance, IEA, IMF

Parimenti si stima che l'impulso registrato dagli investimenti nelle *renewable energy technologies* negli anni più recenti sia in larga misura riconducibile al peso esercitato dalle politiche pubbliche[104]. Le medesime politiche hanno inoltre rivestito un ruolo cruciale nel determinare la dinamica anticiclica della spesa pubblica in R&S per queste tecnologie, che così ha globalmente aumentato anche la sua incidenza sul totale delle spese in R&S del settore (Figura 5.2).

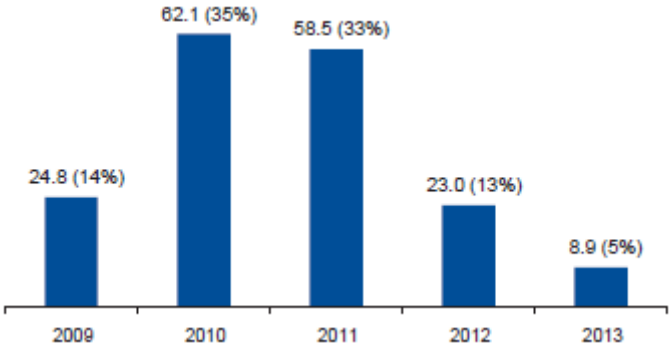
Si sono fatti pertanto crescenti gli interrogativi circa la capacità che l'intervento pubblico potrà continuare ad esercitare nello stimolo degli investimenti in campo ambientale, una volta riconosciute le obiettive difficoltà di operare in presenza di restrizioni di bilancio per riequilibrare l'impatto delle operazioni di "salvataggio finanziario" resesi necessarie all'indomani dell'inizio della crisi.

Non è dunque un caso che recentemente siano state sottolineate le profonde differenze tra Paesi relativamente all'effettiva allocazione della spesa prevista per gli interventi in campo ambientale. Le posizioni dei diversi Paesi devono inoltre essere valutate nel quadro generale di una disponibilità di spesa che ad oggi appare mediamente ancora molto contenuta rispetto agli stanziamenti programmati (per il 2009 i fondi spendibili sono ammontati ad appena il 14% del totale degli interventi previsti in materia ambientale).

Lo scenario (Figura 5.3) soffre inoltre nel suo complesso di notevoli gradi di indeterminazione, spesso gravati da ulteriori margini di incertezza derivanti da orientamenti governativi più o meno a favore delle politiche ambientali. D'altro canto non sembra neppure credibile una previsione che veda l'interruzione di un processo di riconversione industriale che, a partire dalla sigla del Protocollo di Kyoto, ha visto comunque crescere il coinvolgimento dei governi a livello internazionale, come anche l'ultima conferenza sul Clima (COP 15) in effetti testimonia (e ben al di là del rumore provocato dalle polemiche sorte intorno alla mancata chiusura di accordi vincolanti). È importante, piuttosto, considerare i progressi finora compiuti in questa riconversione a livello mondiale, e cogliere quei mutamenti delle strutture produttive e degli assetti competitivi che già diffusamente si sono fatti strada, e che non potranno che condizionare le linee di azione già intraprese dai singoli governi, creando una sempre maggiore spinta al cambiamento del processo di sviluppo economico.

[104] World Economic Forum (2010), *Green Investing*.

Figura 5.3: Distribuzione attesa delle spese totali in campo ambientale previste dai Paesi del G-20



Fonte: New Energy Finance

5.2 I mercati internazionali e l'ascesa delle economie emergenti

L'evoluzione degli investimenti internazionali in *renewable energy technologies* appare particolarmente interessante se la si guarda sotto il profilo e dell'apporto derivante dai singoli Paesi e delle tecnologie a cui la spesa è stata maggiormente destinata[105]. Nell'ambito dell'assestamento che tali investimenti hanno subìto nel corso del 2009, emerge infatti la straordinaria *performance* dell'Asia che ha registrato un incremento dei flussi del 37%. Decisamente negative si sono invece rivelate le *performance* nei Paesi del continente americano e in Europa, con flessioni rispettivamente del 33% (addirittura del 45% negli Stati Uniti) e del 16%.

Guardando alle tecnologie, la distribuzione della spesa conferma gli andamenti tendenziali che si sono andati delineando dal suo decollo nel 2005: si rafforza la posizione dominante dell'eolico (che arriva a rappresentare più del 50% degli investimenti, grazie anche alla sollecitazione proveniente dalla maggiore competitività relativa del costo dell'energia prodotta), e si conferma la rilevanza di quella del fotovoltaico (con circa il 20% di quota sul totale[106]), mentre si rileva una contrazione nei biocarburanti (che continuano comunque a rappresentare circa il 15% dell'investimento) ed una decisa compressione per tutte le altre rinnovabili.

La sostanziale tenuta degli investimenti nelle *renewable energy technologies* nel corso della crisi in atto, appare dunque sostenuta dall'espansione nei settori dove già si era profilata una significativa dinamica di crescita in vista dei futuri incrementi della domanda; e netta è indubbiamente la prevalenza delle tecnologie di "seconda generazione" (eolico e solare) rispetto a quelle "di prima generazione" (geotermia, idroelettrico e combustione di biomasse) ormai sfruttate da lungo tempo. Emblematico è in tal senso il caso del fotovoltaico, le cui dimensioni in termini di potenza installata sono ancora piuttosto distanti da quelle dell'eolico (rispettivamente il 5% contro quasi il 50% dei 250 GW attribuiti a livello mondiale alle fonti rinnovabili) mentre gli incrementi degli investimenti registrati negli ultimi anni (soprattutto dal 2007) stanno a sottolinearne lo straordinario potenziale di sviluppo. Ma un importante sparti-acque sembra aprirsi anche a livello geo-economico, considerato l'andamento anticiclico degli investimenti nell'area asiatica.

A quest'ultimo assetto ha senz'altro contribuito la straordinaria concentrazione che l'investimento nell'eolico ha registrato nel 2009 in Cina (che ha qui raddoppiato la potenza installata, andando ad occupare il quarto posto a livello mondiale, e con la previsione di dirigersi velocemente verso l'ambizioso obiettivo di 30 GW di potenza installata entro il 2020).

[105] I dati relativi alla distribuzione dei flussi di investimento per Paesi e tecnologie sono tratti dallo studio The PEW Charitable Trusts, op. cit.

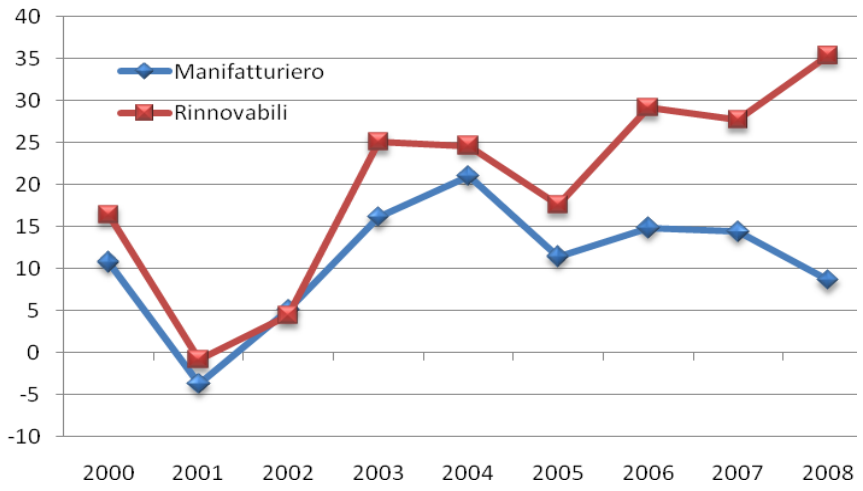
[106] Il valore degli investimenti nel solare ha in effetti subìto tra il 2008 ed il 2009 una riduzione dovuta in parte ad una significativa diminuzione dei prezzi dei moduli fotovoltaici (50% nel 2009), con un conseguente aggiustamento della quota sul totale degli investimenti dal 25% al 20%, ma ciò non muta l'importanza rivestita dal fotovoltaico nel portafoglio degli investitori.

È necessario però considerare l'area asiatica nel suo insieme, poiché diffusa e consistente è stata la crescita dell'investimento in *renewable energy technologies* al suo interno (grazie anche alle maggiori disponibilità create dai CDM[107]) e significativa l'emersione di economie di forte peso come quella dell'India, che si distingue nell'eolico dove consegue il quinto posto al mondo per potenza installata, arrivando a coprire con esso il 6% dell'intera potenza installata a livello nazionale.
Lo scenario asiatico (particolarmente nei Paesi emergenti) appare peraltro caratterizzato da un aumento dell'intervento pubblico orientato alla promozione dell'uso delle energie rinnovabili (tanto più rilevante, quanto più si considera il ruolo di assoluta preminenza assunto dall'intervento pubblico in questi Paesi con il sopraggiungere della crisi) e dalla messa in campo di sempre maggiori risorse destinate alla spesa in R&S, vista, in senso più generale, come volano per la creazione di un'industria competitiva nei settori tecnologicamente avanzati, una volta superata la fase di decollo nella quale decisivo si è rivelato il contributo degli Investimenti Diretti Esteri.

Di tale scenario la Cina rappresenta un caso esemplare, confermando con l'adozione di un "Piano di Ricerca" a medio-lungo termine e la messa a punto di programmi come l'"863"(il cosiddetto "programma pubblico di sviluppo dell'*high-tech*") e il "963" ("programma nazionale per la ricerca di base") l'elevato valore strategico assegnato allo sviluppo delle tecnologie "verdi", anche nella prospettiva di soddisfare quote sempre maggiori della propria domanda di energia[108].

Il segnale che nell'ambito delle *renewable energy technologies* si sia messa in moto una vera e propria dinamica competitiva su vasta scala, possono mostrarcelo però assai più chiaramente gli andamenti del commercio internazionale dei relativi beni e componenti. L'importanza della dinamica degli scambi internazionali di prodotti riconducibili alle *renewable energy technologies* emerge con forza da un confronto con l'andamento del commercio manifatturiero.

Figura 5.4: Tassi di crescita annui delle esportazioni nel manifatturiero e nelle renewable energy technologies (percentuali su $ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE ITCS Database

[107] Il 60% delle iniziative sviluppate tra il 2008 e il 2009 con lo strumento dei *Clean Development Mechanisms* - che consentono ai Paesi sottoscrittori del protocollo di Kyoto di realizzare progetti mirati alla riduzione delle emissioni nei Paesi in via di sviluppo – hanno riguardato gli ambiti delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, essendo preminente il contributo di Cina ed India quanto a quote relative ai crediti di emissioni derivanti dall'applicazione di questa misura (rispettivamente 59% ed 11%).
[108] Il valore strategico assegnato allo sviluppo delle energie rinnovabili in Cina emerge con la pubblicazione nel 2006 del "Piano a medio-lungo termine per lo sviluppo della scienza e della tecnologia" con il quale viene stabilito il ruolo centrale del governo nel determinare direzione, qualità e quantità della R&S in Cina e dell'impegno nell'innovazione per il 2020. Il piano è organizzato intorno a 4 obiettivi e 5 focus strategici e nell'ambito di questi ultimi la massima priorità è assegnata alle tecnologie collegate all'energia, alle risorse idriche e alla protezione ambientale (cfr. *China FAQs – The Network for Energy and Climate Information, An Emerging Revolution: Clean Technology Research, Development and Innovation in China*).

Tra il 2002 e il 2008 tali scambi registrano un incremento medio annuo superiore al 25% (quasi doppio di quello riportato dal manifatturiero nel suo insieme) e mostrano un'accelerazione negli anni più recenti. Questa accelerazione è peraltro tanto più apprezzabile se si considera il rallentamento degli scambi commerciali manifatturieri che ha caratterizzato la contrazione del ciclo produttivo internazionale fino alla presente crisi economica (Figura 5.4).

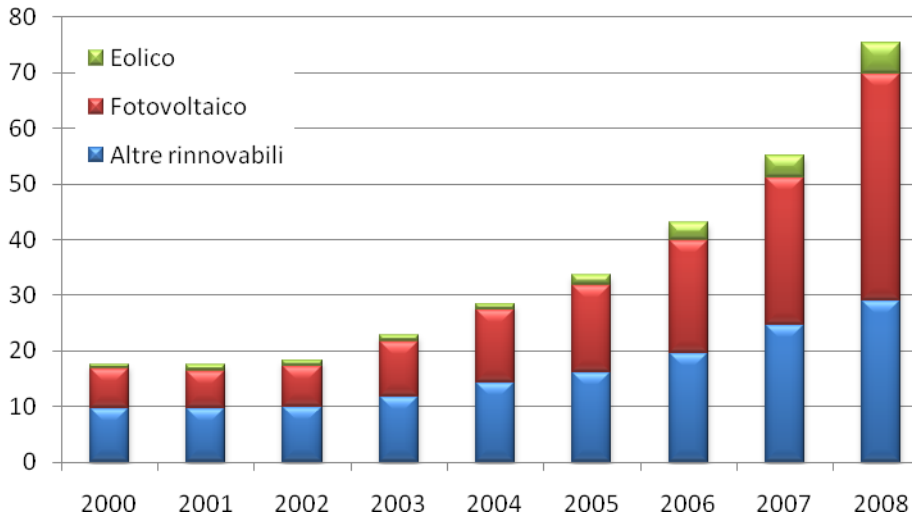
L'evoluzione del commercio di questi prodotti conferma inoltre l'inequivocabile crescente rilievo assunto dall'eolico e dal fotovoltaico (il cui avanzamento si fa sensibile a partire dal 2005): con incrementi degli scambi superiori alla crescita media del commercio internazionale relativo a tutte le *renewable energy technologies*, questi ultimi contribuiscono a far quasi raddoppiare in un decennio (dal 32% al 63%) la quota del commercio relativa alle tecnologie di "seconda generazione" (Figura 5.5). La prevalenza di tecnologie di "seconda generazione" nel mercato internazionale delle *renewable energy technologies*, rappresenta inoltre un rilevante punto di osservazione per interpretare la concomitante e rapida evoluzione dell'assetto geo-economico degli scambi.

Predomina la crescita di ruolo dell'area asiatica dove, accanto al Giappone, "fulcro" storico dello sviluppo tecnologico in Oriente, e ai Paesi Nic's e Nec's[109], che tale sviluppo hanno corroborato negli anni '90, si distingue la presenza della Cina, che nel 2007 diventa primo esportatore mondiale, e, nel triennio 2006-2008, dell'India. Nel 2008 la quota sulle esportazioni mondiali relativa all'insieme delle *renewable energy technologies* per il complesso dei suddetti Paesi asiatici si attesta intorno al 43%, un valore ben superiore a quello registrato nel commercio di tutti i prodotti manifatturieri (33%).

Trainante è, senza dubbio, il contributo delle esportazioni del fotovoltaico (Figura 5.6): nel 2008 esse rappresentano più del 70% delle esportazioni nelle *renewable energy technologies* del Giappone, e quasi l'80% di quelle relative all'insieme degli altri Paesi asiatici considerati. Nel triennio 2006-2008 emergono comunque anche per l'eolico consistenti flussi di esportazione da parte dell'India e della Cina: alla fine del periodo, il mercato mondiale dell'eolico è coperto per il 13% dalla prima, e per il 4% dalla seconda (Figura 5.7).

L'impulso che le tecnologie di "seconda generazione" hanno registrato negli anni più recenti si sposa dunque, inequivocabilmente, con l'espansione di una dimensione produttiva e di scambi commerciali che ha in tutta l'area asiatica un forte radicamento.

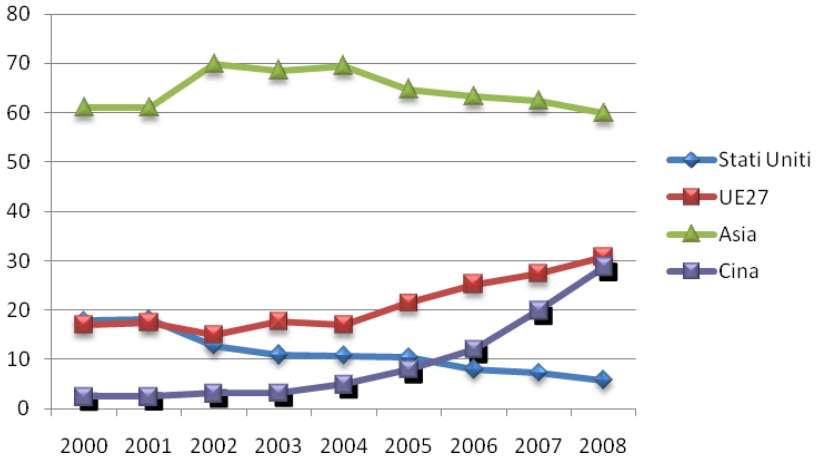
Figura 5.5: Dinamica del commercio internazionale nelle renewables energy technologies (miliardi di $ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE ITCS Database

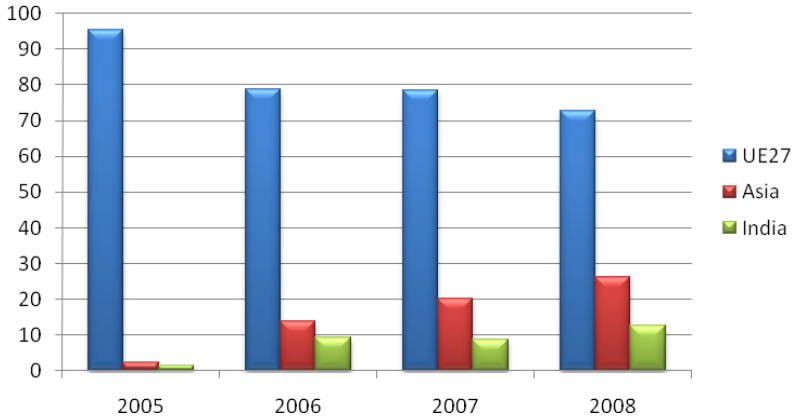
[109] I NIC's (*Newly Industrialized Countries*) asiatici comprendono Taiwan, Sud Corea, Singapore e Hong Kong; i NEC's (*Newly Emerging Countries*) asiatici sono l'insieme di Malaysia, Indonesia, Thailandia e Filippine.

Figura 5.6: Quote sulle esportazioni mondiali di fotovoltaico nei principali Paesi ed aree (percentuali su $ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE ITCS Database

Figura 5.7: Quote sulle esportazioni mondiali di eolico nei principali Paesi ed aree (percentuali su $ correnti)



Asia = Giappone, NIC's, NEC's, Cina, India

Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE ITCS Database

Tuttavia appare rilevante una valutazione della mutevole realtà competitiva che sta caratterizzando i Paesi occidentali, considerata la strada che ancora deve compiere la diffusione delle tecnologie di "seconda generazione" e la capillarità con cui tale diffusione può realizzarsi, come è nel caso del fotovoltaico (grazie anche al suo formidabile potenziale di integrazione con l'ambiente costruito).

Degna di particolare attenzione è la posizione degli Stati Uniti, la cui marginalità nel commercio delle *renewable energy technologies* si è accresciuta straordinariamente nel corso del tempo. Con una quota di esportazione che nel decennio che termina con il 2008 subisce un più che dimezzamento, passando dal 15% al 6%, gli Stati Uniti arrivano a manifestare nel commercio internazionale di questi prodotti una pronunciata despecializzazione, dovuta soprattutto alla debolissima presenza nei segmenti tecnologici di "seconda generazione" (nel fotovoltaico, in particolare).

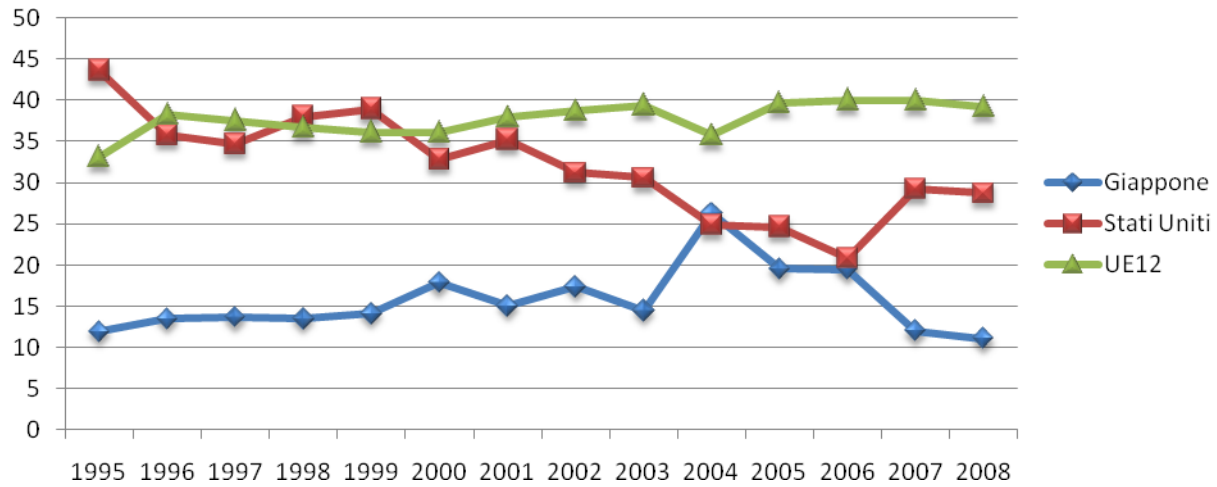
Tale despecializzazione trova ampia corrispondenza anche dal lato delle importazioni (ad eccezione dell'eolico dove si registra la più alta quota sulle importazioni mondiali, superiore al 40%), e dunque della domanda per questo tipo di tecnologie, portando alla luce la scarsa considerazione che fino a tempi recenti è stata tributata alle energie rinnovabili negli Stati Uniti, e che risulta confermata dall'ancora insufficiente dimensione degli investimenti in

rapporto all'economia del Paese e dai dati sull'attività di innovazione, che evidenziano una prolungata contrazione della spesa pubblica in Ricerca (con una ripresa solo a partire dal biennio 2007-2008) ed una produzione di brevetti commisurata al totale mondiale significativamente inferiore a quella detenuta in tutti i settori di brevettazione (Figure 5.8 e 5.9).

Decisamente diverso è il caso dell'Europa (a 27) la quale manifesta nel suo insieme una sostanziale tenuta delle posizioni acquisite sul mercato internazionale, attestandosi su di una quota di esportazione superiore al 44%. In effetti, dalla ratifica del Protocollo di Kyoto in poi, gli orientamenti europei a favore dello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili hanno fortemente incentivato gli investimenti nelle tecnologie di "seconda generazione" che, sospingendo la creazione di una nuova base produttiva, hanno reso possibile il conseguimento di alcuni primi positivi risultati commerciali. È bene tuttavia tenere presente il carattere estremamente composito della situazione europea, nell'ambito della quale non solo appare determinante il contributo del "nucleo" originario dell'UE-15 (circa il 92% è l'incidenza delle esportazioni di quest'ultimo sul totale dell'UE-27, un valore superiore di quasi 5 punti percentuali a quello registrato per l'intero manifatturiero)[110], ma risultano anche distinte e in continua evoluzione le differenze tra le posizioni competitive dei diversi Paesi che ad esso appartengono.

È in altri termini estremamente difficile guardare all'Europa come ad una piattaforma coesa nella capacità di sviluppare un'industria competitiva nelle *renewable energy technologies*, soprattutto se si considerano quelle di "seconda generazione", dove straordinari sono stati i ritmi di incremento della domanda mondiale negli ultimi anni, con contributi crescenti da parte degli stessi Paesi europei più avanzati. Ma è d'altra parte necessario partire da un'attenta considerazione della complessità della situazione europea, se realisticamente si vogliono valutare le condizioni per cui nei Paesi dell'Unione potranno avere luogo nuovi processi di crescita del reddito e dell'occupazione, che consentano a tutta l'area di intraprendere un percorso di sviluppo equilibrato.

Figura 5.8: Quota della spesa pubblica in R&S per Rinnovabili di Giappone, Stati Uniti e UE-12 sul totale IEA (percentuali su milioni di $ a prezzi 2008 PPA)*

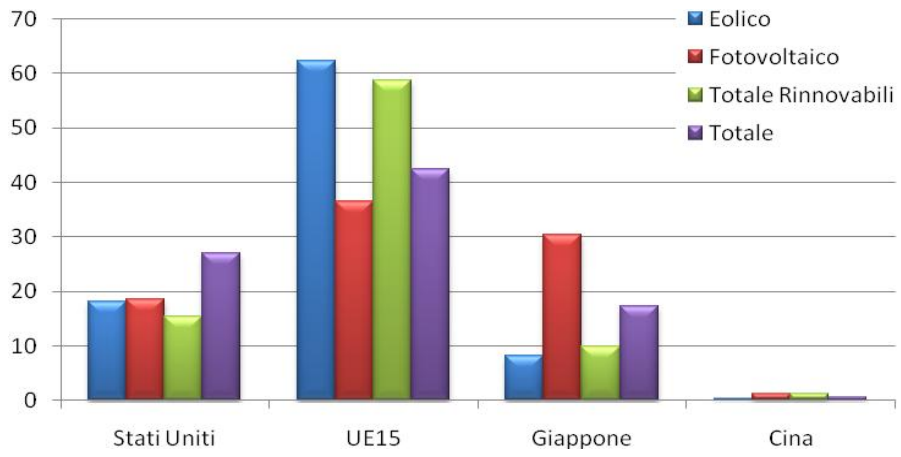


* Per l'Unione Europea sono stati considerati solo i 12 Paesi per cui erano disponibili i dati: Austria, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito, Spagna e Svezia.

Fonte: elaborazione ENEA su dati IEA RD&D Budgets Database

[110] A ciò si aggiunga che contributi realmente significativi agli scambi commerciali sono attribuibili nell'Europa extra UE-15 ad un numero assai limitato di Paesi, quali Repubblica Ceca, Ungheria e Polonia (con una quota sulle esportazioni mondiali per l'insieme delle *renewable energy technologies* intorno al 3%), e che forti sono i collegamenti a realtà produttive presenti nel gruppo dei primi quindici Paesi, Germania in testa (tra il 2004 e il 2006 la delocalizzazione tedesca nell'Europa dell'Est ha raggiunto una straordinaria intensità, tanto che la quota di Investimenti Diretti Esteri provenienti dalla Germania è balzata in quest'area dal 4% al 30%).

Figura 5.9: Quote sui brevetti mondiali nei principali Paesi ed aree: confronto tra renewable energy technologies e brevettazione totale (periodo 2003-2006, brevetti EPO)*



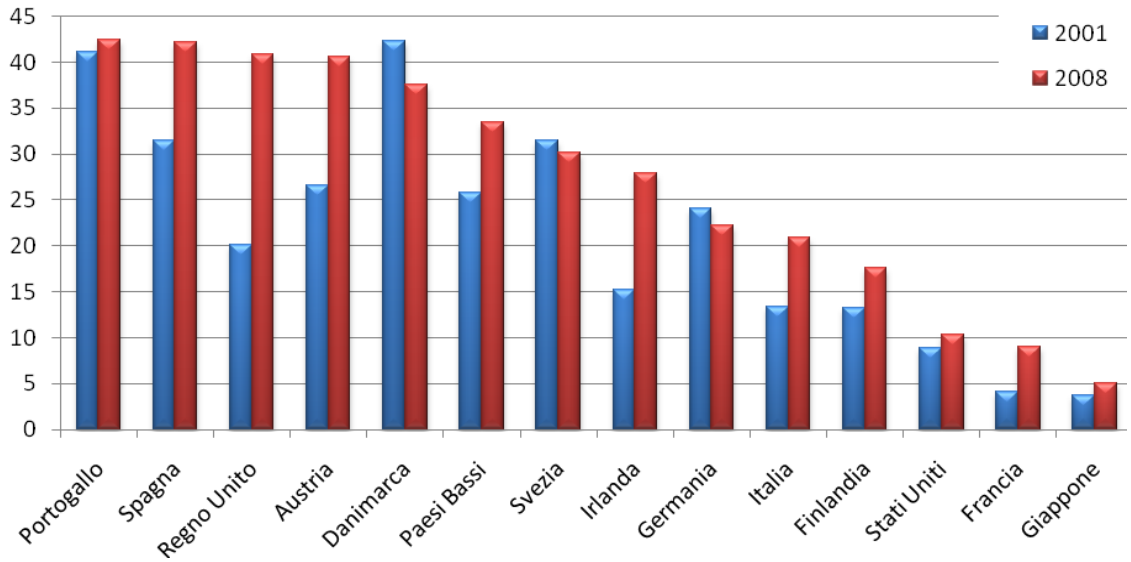
* European Patent Office.

Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE PATSTAT

5.3 L'innovazione in Europa alla prova della nuova sfida tecnologica

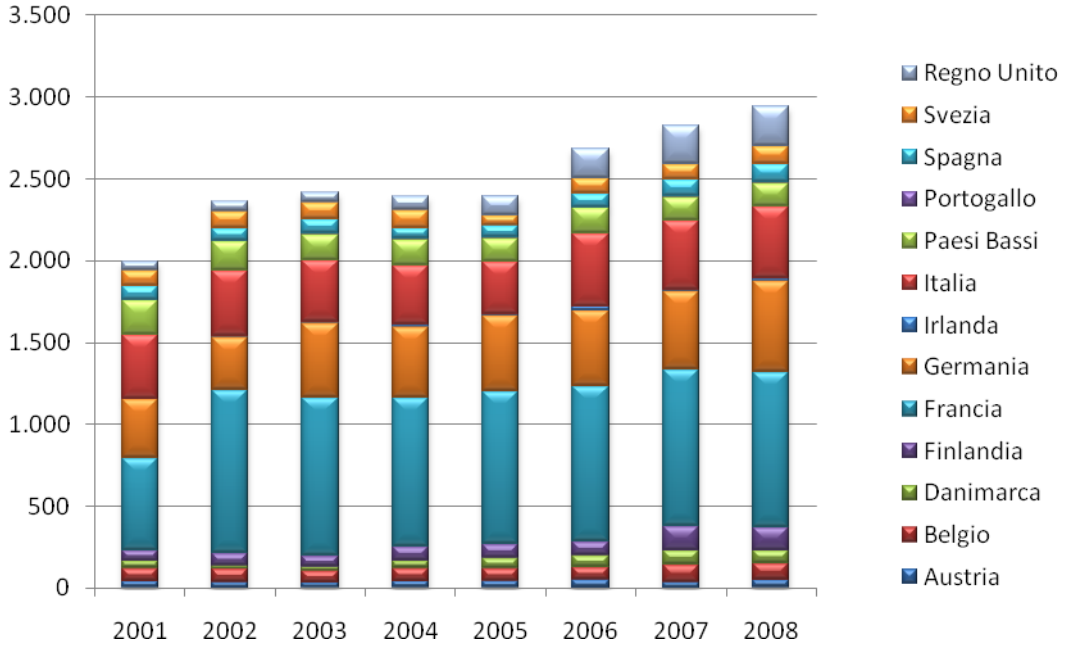
L'impegno che l'Europa ha immesso nello sviluppo delle *renewable energy technologies* è testimoniato non solo dalla messa a punto di un quadro normativo sempre più articolato a favore dell'impiego delle energie rinnovabili, ma anche dai crescenti sforzi nel condurre l'attività innovativa in questo settore. La positiva dinamica di crescita della spesa pubblica in R&S energetica è stata essenzialmente trainata dal continuo aumento delle spese relative alle energie rinnovabili, che nel 2008 rappresentano mediamente più del 20% del totale della spesa pubblica europea in R&S energetica. La concentrazione della spesa pubblica in R&S nelle rinnovabili risulta largamente superiore alla media in un ampio numero di Paesi, mentre si ravvisa un tendenziale aumento degli sforzi compiuti dai Paesi con le quote di spesa più basse, quali l'Irlanda, l'Italia e la Francia (Figura 5.10).

Figura 5.10: Evoluzione della spesa pubblica in R&S nelle fonti rinnovabili in percentuale della spesa pubblica in R&S energetica



Fonte: elaborazione ENEA su dati IEA RD&D Budgets Database

Figura 5.11: Spesa pubblica in R&S energetica nei Paesi europei (milioni di $ ai prezzi del 2008 e alla PPA)



Fonte: elaborazione ENEA su dati IEA RD&D Budgets Database

Particolare attenzione deve essere comunque dedicata a quei Paesi che nel corso del quinquennio che termina nel 2008, hanno registrato una più accentuata dinamica di crescita nella spesa pubblica in R&S energetica (Figura 5.11), mantenendo o perfino accrescendo le già consistenti quote di spesa destinate alle energie rinnovabili.

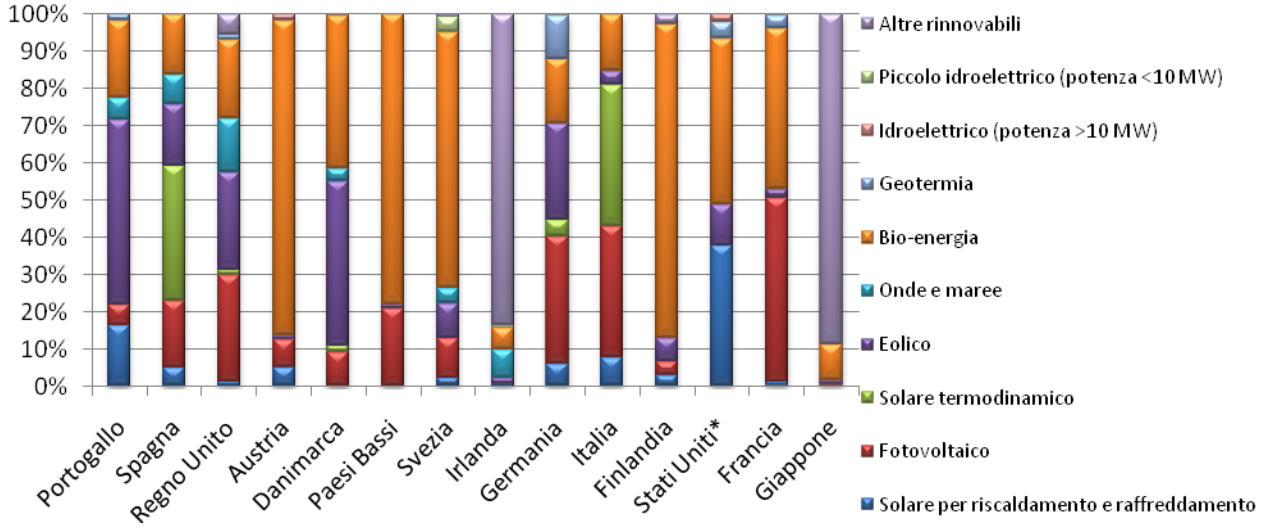
Sono questi soprattutto i casi di Germania, Danimarca, Regno Unito[111] e Spagna, che hanno significativamente intensificato la loro presenza nelle tecnologie di "seconda generazione", arrivando a destinare a queste ultime più del 50% della spesa pubblica in R&S nelle energie rinnovabili (Figura 5.12) e a consolidare posizioni di spicco nell'attività innovativa, come è possibile desumere dalle quote dei brevetti sul totale mondiale e da un confronto di tali quote con quelle conseguite in tutti i settori di innovazione (Figura 5.13).

Si tratta di un passaggio importante, perché si pone al crocevia del forte incremento che la potenza installata per le rinnovabili di "seconda generazione" ha registrato in Europa dalla seconda metà del trascorso decennio.

Significativa è indubbiamente l'espansione registrata dall'eolico, intorno al quale si sono andate concentrando molte iniziative di investimento (anche in considerazione delle possibilità offerte dalla modalità *off-shore*[112]) e che negli anni più recenti (essenzialmente dal 2005) annovera tra i maggiori competitori a livello internazionale non solo la Danimarca (che perde la sua posizione di assoluta preminenza arrivando nel 2008 a detenere una quota di export mondiale di poco inferiore al 22%), ma anche la Spagna (con quasi il 9% dell'export mondiale nel 2008) e la Germania che diviene nel 2008 il primo esportatore mondiale con una quota del 37%.

[111] Il caso del Regno Unito assume un particolare rilievo in ragione dello spazio relativamente marginale occupato dallo sfruttamento delle energie rinnovabili fino a tempi recenti.
[112] All'eolico *off-shore*, ed in particolare al finanziamento di parchi eolici nel Regno Unito, deve attribuirsi una parte significativa del buon andamento registrato dagli investimenti nelle *renewables energy technologies* a partire dal secondo trimestre del 2009 (World Economic Forum, op. cit.).

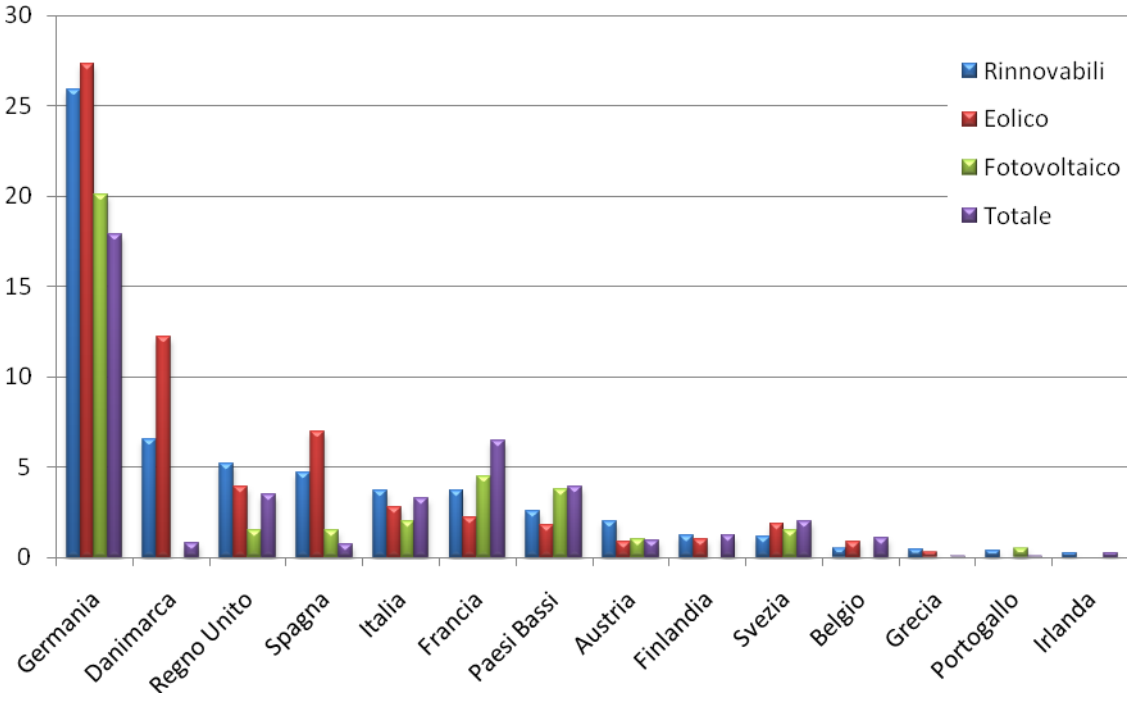
Figura 5.12: Composizione della spesa pubblica in R&S nelle rinnovabili (2008)



* Per gli Stati Uniti non è disponibile la disaggregazione per tipologia di impianto della spesa in R&S nel solare e nell'idroelettrico

Fonte: elaborazione ENEA su dati IEA RD&D Budgets Database

Figura 5.13: Quote dei brevetti EPO mondiali nei Paesi dell'UE-15: confronto tra renewable energy technologies e totale dei brevetti*



* European Patent Office

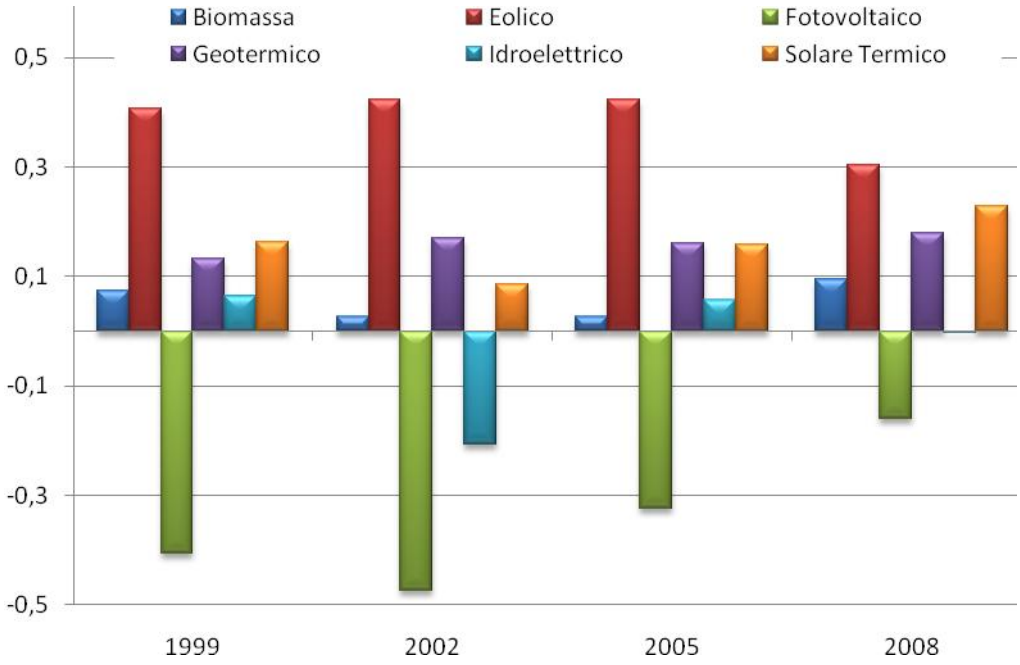
Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE PATSTAT

Del tutto straordinaria è però la situazione determinatasi per il fotovoltaico, rispetto al quale si è prodotto un diffuso e consistente aumento delle importazioni[113]. Il fenomeno ha assunto una rilevanza degna di nota per tutta la UE-15 nel suo complesso: a partire dal 2003, ha iniziato infatti a ridursi il positivo saldo commerciale da essa detenuto nelle *renewable energy technologies* grazie al contributo alle esportazioni della geotermia e dell'eolico, peggiorando fino alla comparsa di un deficit nel 2007 che è poi proseguito, accentuandosi, nel 2008. In altri termini è possibile affermare che l'evoluzione del mercato del fotovoltaico è divenuta negli anni più recenti determinante nel segnare la posizione "debitoria" della UE-15 nel mercato internazionale delle *renewable energy technologies* e che sta diventando sempre più indispensabile per i Paesi europei accrescere la propria competitività nelle tecnologie di "seconda generazione".

Occorre tuttavia rilevare che la situazione dell'UE-15 presenta al suo interno forti differenziazioni, con andamenti positivi delle quote sulle esportazioni mondiali da parte di una serie di Paesi, che hanno concorso ad un deciso miglioramento della posizione competitiva di tutta l'area a partire dal 2004 (nel 2008 l'UE-15 arriva a detenere quasi un terzo delle esportazioni di fotovoltaico essendo partita nel 2004 da uno scarso 15%): si assiste ad una forte avanzata della Germania (che da sola detiene nel 2008 più del 15% dell'export mondiale di fotovoltaico), ad un buon andamento della quota di mercato del Regno Unito (2,6% nel 2008) e ad un incremento diffuso delle quote di mercato di una serie di piccoli Paesi quali Austria, Belgio, Paesi Bassi e Svezia (complessivamente più del 6% dell'export mondiale di fotovoltaico nel 2008).

Si è accresciuta così per tutti questi Paesi la specializzazione commerciale nel fotovoltaico e si è in parallelo drasticamente ridotta la despecializzazione che caratterizza il profilo commerciale complessivo dell'UE-15 in questo settore (Figura 5.14).

Figura 5.14: Specializzazione commerciale dell'UE-15 nelle renewable energy technologies rispetto al manifatturiero*



* L'indice di specializzazione utilizzato è l'indice di Balassa normalizzato fra -1 e +1. Indicando con x_{fer} e con x_{man} la quota mondiale dell'area rispettivamente nelle esportazioni "*renewable energy technologies*" ed in quelle manifatturiere, l'indice di specializzazione normalizzato viene calcolato come: $Isp = \frac{\frac{x_{fer}}{x_{man}} - 1}{\frac{x_{fer}}{x_{man}} + 1}$

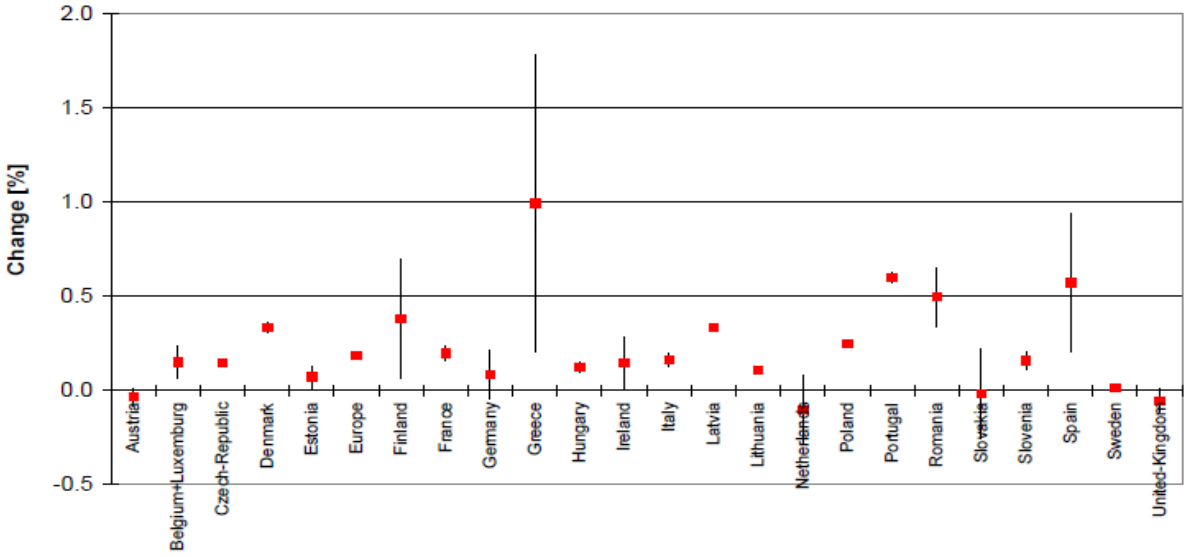
Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE ITCS Database

[113] ENEA (2010), *Le fonti rinnovabili 2010 - Ricerca e innovazione per un futuro low-carbon*.

Ma il fatto che in Europa vada emergendo una capacità competitiva nel fotovoltaico significa anche che vanno sviluppandosi i presupposti necessari per il consolidamento di questa tecnologia, affinché la sua adozione sia realmente "conveniente" per il sistema produttivo (sotto il profilo dei costi, tuttora relativamente elevati rispetto all'uso delle fonti fossili) e il risultato finale sia quello di allargare la capacità del sistema produttivo creando nuove prospettive di sviluppo del reddito e dell'occupazione.

È questo d'altra parte il tenore delle considerazioni finali che si ritrovano nell'importante studio "*Employ RES*"[114] condotto in seno alla Commissione Europea al fine di valutare l'impatto espansivo dello sviluppo delle *renewable energy technologies* (Figura 5.15).

Figura 5.15: Impatto sull'occupazione al 2020 (variazioni %) delle politiche di sviluppo delle rinnovabili in Europa (scenario di sviluppo "accelerato": il campo di variazione delle stime è indicativo dei risultati ottenuti all'applicazione dei due modelli NEMESIS ed ASTRA)*



* Si rimanda allo studio per le relative specifiche

Fonte: European Commission - DG Energy and Transport (2009), *Employ RES - The Impact of Renewable Energy Policy on Economic Growth and Employment in European Union*

Tra le conclusioni più rilevanti deve essere in particolare richiamata quella in cui si sottolinea che attualmente l'impatto effettivo netto degli investimenti in *renewable energy technologies* sul reddito e sull'occupazione risulta notevolmente ridotto se si tiene conto degli effetti di "spiazzamento" rispetto alle tecnologie energetiche convenzionali come pure degli effetti di disincentivo rappresentati dai costi di produzione energetica ancora relativamente troppo elevati[115]. Così, se si ritiene che l'uso di energie rinnovabili debba costituire un volano della crescita negli anni a venire, dovrà essere conseguita (e possibilmente mantenuta) una reale posizione competitiva in ambito tecnologico, specialmente laddove le prospettive di sviluppo sono più promettenti, come è nel caso, appunto, delle tecnologie di "seconda generazione"[116].

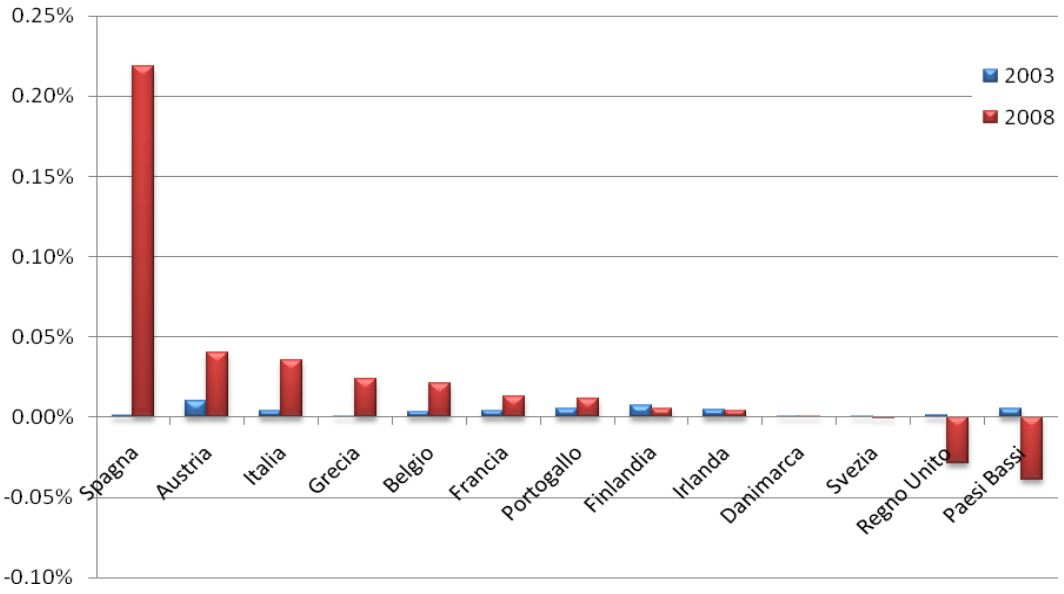
Alla luce di queste ultime valutazioni, quanto rilevato in merito alla recente evoluzione del commercio estero dei Paesi dell'UE-15 nel fotovoltaico merita ulteriori approfondimenti. È necessario infatti tenere in debito conto la dimensione del commercio intra-europeo che, rappresentando una base fondamentale del circuito di produzione e consumo dei Paesi membri è, come noto, anche un importante perno dell'integrazione tra le diverse economie, ai fini di un loro sviluppo convergente.

[114] European Commission - DG Energy and Transport (2009), *Employ RES - The Impact of Renewable Energy Policy on Economic Growth and Employement in European Union*.
[115] Le proiezioni sono fornite per tutti i Paesi dell'UE-27 al 2020 e al 2030, ed indicano una stima totale (massima) di poco più 400 mila occupati addizionali per il 2020 e di poco meno di 550 mila occupati addizionali per il 2030.
[116] Conclusioni simili si ritrovano anche nel documento: European Commission (2010), *Draft Staff Working Document: Unlocking Europe's Potential in Clean Innovation and Growth - Analysis of Options to Move Beyond 20% (May)*.

A questo riguardo debbono essere quindi riesaminate le posizioni commerciali di quei Paesi che nel fotovoltaico hanno iniziato a manifestare una capacità competitiva e che a livello europeo vanno godendo di surplus commerciali di una certa significatività. Tra tutte, la posizione della Germania, già riconosciuta tra i leader del settore, appare certamente la più significativa. Il Paese, che dal 2003 ha iniziato a registrare nel fotovoltaico deficit commerciali sempre più ampi a causa del consistente aumento delle importazioni indotto dallo straordinario ampliamento della potenza installata, è arrivato ad accumulare forti attivi commerciali a livello europeo, che dal 2006 hanno contribuito in misura sempre maggiore al crescente surplus manifatturiero conseguito nell'area.

Ma tale situazione appare anche molto diversificata se si guarda all'interscambio con i singoli Paesi, essendo chiara la divisione tra quelli con cui l'economia tedesca presenta in effetti un deficit (Regno Unito, Paesi Bassi e Svezia), e quelli rispetto ai quali essa va accumulando surplus significativi (in particolare Spagna[117], Grecia, Italia, Francia, Portogallo, che presentano una posizione deficitaria anche considerando la totalità degli scambi commerciali nel settore) e di tale ampiezza da determinare l'andamento dell'avanzo commerciale nei confronti di tutta l'UE-15 (Figura 5.16).

Figura 5.16: Saldi commerciali della Germania nel fotovoltaico nei Paesi dell'UE-15 in rapporto al corrispondente Pil (su valori a $ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE ITCS Database (commercio) e OCSE Economic Outlook (PIL)

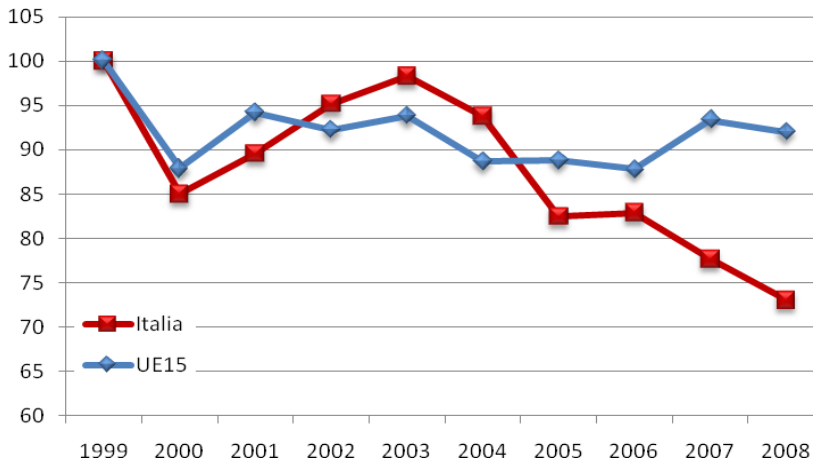
Perplessità debbono dunque essere avanzate circa la capacità da parte dei principali Paesi dell'area europea di intraprendere un virtuoso processo di crescita economica centrato sullo sviluppo di una *green economy* se ciò che si richiede, e come sottolineato nelle valutazioni dello studio *Employ RES*, è l'attuazione di un rinnovamento della base industriale da parte di ciascuno, che ne consenta il rilancio competitivo. Preoccupazione debbono pertanto destare quelle posizioni commerciali deficitarie e in tendenziale peggioramento che vanno ad aggravare quelle già presenti a livello di comparto manifatturiero (come è nel caso dei Paesi dell'area mediterranea, rispetto ai quali maggiore è stata la crescita dei surplus della Germania), accentuando quegli squilibri economici che sempre più stanno minando la tenuta stessa dell'Unione Monetaria Europea.

[117] Il caso della Spagna deve essere considerato con una qualche cautela, poiché il Paese ha in effetti operato tra il 2005 e il 2008 una straordinaria espansione della potenza installata nel fotovoltaico, rispetto alla quale si sono rivelati insufficienti i pur notevoli sforzi compiuti nell'adeguamento dell'offerta produttiva (cfr. ENEA, *Rapporto rinnovabili 2010*, op. cit.). Restano comunque intatte tutte le considerazioni circa la necessità di guardare ad un rapporto equilibrato tra la crescita della domanda energetica e l'adeguamento delle condizioni dell'offerta del sistema produttivo necessarie per soddisfarla.

5.4 L'Italia, la ripresa e i nodi della competitività

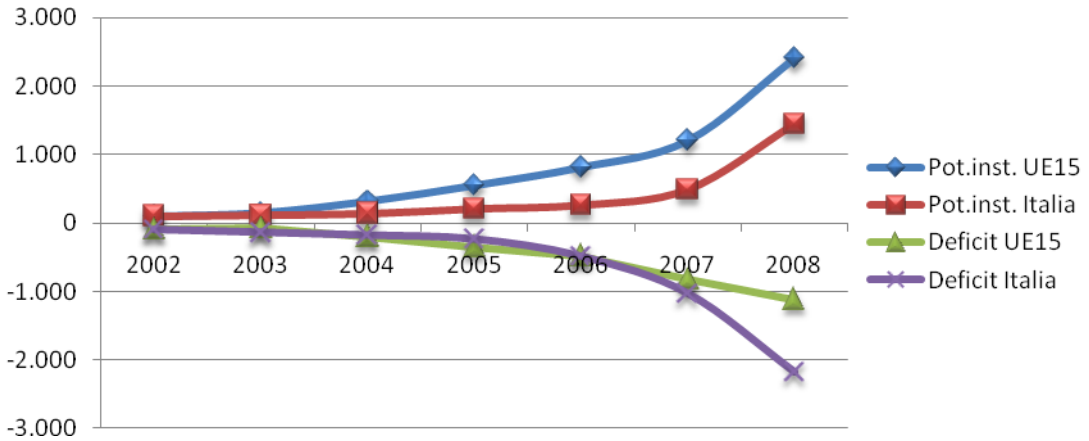
Non diversamente da una larga maggioranza di Paesi europei, l'Italia negli ultimi anni ha iniziato a modificare il *mix* della propria produzione energetica incrementando la quota rappresentata dall'uso di fonti rinnovabili. La questione si fa particolarmente interessante se si considera lo spazio guadagnato dall'eolico e dal fotovoltaico[118], grazie anche alle efficaci politiche di incentivazione varate a sostegno di queste fonti. Tuttavia al progressivo adeguamento della domanda di energie rinnovabili, il Paese non ha, quantomeno finora, corrisposto con correzioni del *mix* dell'offerta produttiva di tecnologie energetiche (con esiti già visibili dall'andamento divaricante rispetto alla media europea delle quote sulle esportazioni mondiali di *renewable energy technologies*, Figura 5.17), e le evidenze più recenti mostrano una *propensione ad importare* componenti per la produzione di energia da fonti rinnovabili superiore a quanto mediamente è riscontrabile nella media dell'UE-15, e con una accentuazione di questa tendenza nel caso del fotovoltaico (Figura 5.18).

Figura 5.17: Dinamica della quota di esportazioni mondiali nelle renewable energy technologies: confronto Italia ed UE15 (1999=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE ITCS Database

Figura 5.18: Fotovoltaico: dinamica della potenza installata e dei deficit commerciali in Italia e nell'UE-15 (2002=100 Pot. inst. e 2002=-100 Deficit)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eur'Observer (Potenza installata) e OCSE ITCS Database (Commercio)

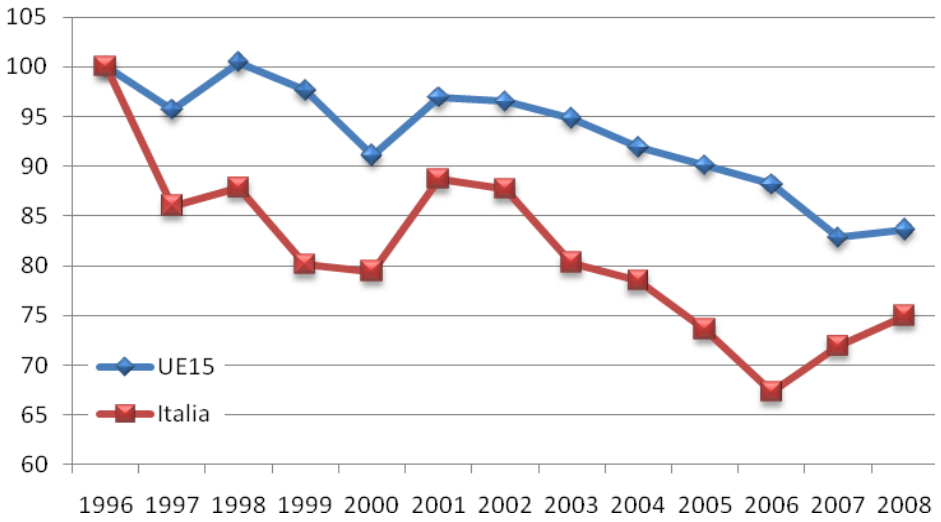
[118] Tra il 2005 e il 2009 è quasi triplicata la potenza installata complessivamente nell'eolico, e cresciuta di più di 20 volte quella relativa al fotovoltaico, mentre salda si mantiene la posizione del Paese al terzo posto della graduatoria europea nei due settori, dopo Spagna e Germania.

Il risultato non è di poco conto se si considerano sia l'ulteriore ampio spazio che la produzione energetica da fonti rinnovabili (e da quelle di "seconda generazione" in particolare) è destinato a coprire, sia la possibilità di sfruttare l'opportunità di una così profonda trasformazione delle modalità di consumo energetico ai fini di un rilancio dell'attività economica oltre i confini dell'attuale crisi economica. Prime valutazioni sulla capacità espansiva degli investimenti nell'eolico e nel fotovoltaico sono state elaborate per il nostro Paese in relazione al raggiungimento degli obbiettivi dettati dal "Pacchetto Clima 20-20-20" e danno conto di positive ricadute sul reddito e sull'occupazione[119]. Le stime indicano un quasi raddoppio degli occupati nel settore eolico (ad oggi valutato intorno ai 13.500 addetti[120]) ed una decuplicazione degli occupati nel settore fotovoltaico (valutato intorno ai 5.700 addetti[121]), tenuto conto degli effetti di sostituzione connessi al minor uso di fonti energetiche tradizionali.

Anche in questo caso si tratta di stime che debbono sottostare alle medesime considerazioni espresse nello studio "*Employ RES*": è necessario, dunque, considerare gli sviluppi che la capacità di innovazione in questi settori avrà sull'effettiva competitività dei costi unitari di produzione dell'energia, mentre sarà la stessa capacità di innovazione ad assicurare un ruolo a questi settori nel rilancio della competitività di tutto il manifatturiero[122]. Tale capacità non può tuttavia essere pensata indipendentemente dalla base di conoscenze scientifiche e di competenze tecnologiche che determina il carattere di ciascun "sistema nazionale d'innovazione", e che consente di valutare le potenzialità (ovvero i limiti) di ciascun Paese nell'acquisire vantaggi competitivi in nuovi ambiti tecnologici[123].

Sotto questo profilo, non può pertanto sfuggire che l'Italia da tempo manifesta difficoltà nella tenuta competitiva della propria base industriale a causa di un sottodimensionamento dei settori ad alta intensità tecnologica nella sua compagine manifatturiera. Conclusisi nel 1996 i positivi effetti della svalutazione della lira, la crisi di competitività del Paese ha iniziato infatti a dispiegarsi con una progressiva contrazione delle quote sulle esportazioni mondiali di prodotti manifatturieri, superiore a quella mediamente registrata a livello europeo, a cui ha concorso il notevole arretramento delle esportazioni nell'*high-tech* (Figura 5.19).

Figura 5.19: Andamento della quota sulle esportazioni mondiali di beni high-tech di Italia e UE15 (1996=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE ITCS Database

[119] CNEL (2009), *Indagine sull'impatto delle politiche di mitigazione dei cambiamenti climatici sul sistema produttivo e sull'occupazione in Italia*.
[120] Queste le più recenti stime a cura dell'ANEV (Associazione Nazionale Energie del Vento).
[121] Stime a cura del CNES (Comitato Nazionale Energia Solare).
[122] Ulteriori stime sono riportate nello studio Althesis (2010), *L'industria italiana delle rinnovabili tra convenienza aziendale e politiche di sistema*, in cui si valuta per tutto il settore delle rinnovabili (comprensivo di eolico, fotovoltaico, biomasse e geotermico) un totale di 86.000 occupati addizionali entro il 2020.
[123] Fagerberg J. e Godinho M. (2005), "Innovation and Catching up", in Fagerberg, J., Mowery D. e Nelson R. (Eds), *The Oxford Handbook of Innovation*, Oxford University Press.

La valutazione delle incerte *performance* competitive che l'Italia va attualmente riscontrando nei settori delle energie rinnovabili in cui più forte è il potenziale di sviluppo tecnologico, deve essere ricondotta ad una più generale difficoltà del sistema produttivo di esprimere un adeguato sistema di competenze tecnologiche. La debole capacità innovativa che il Paese manifesta nelle *renewable energy technologies* emerge d'altra parte con forza dai valori delle quote sui brevetti mondiali, qui più bassi che nella totalità dei settori di brevettazione. In definitiva, se l'obiettivo è quello di cogliere le opportunità per la crescita del reddito e dell'occupazione che l'investimento nel settore delle rinnovabili può offrire, è necessario un concorso stretto di politiche di forte respiro strategico nel settore (sia sotto le diverse forme di incentivazione della domanda, che attraverso il fondamentale sostegno alla spesa pubblica in Ricerca) con politiche che in maniera altrettanto ampia mirino ad accrescere la capacità d'innovazione dell'intero sistema produttivo.

5.5 L'intervento pubblico per il cambiamento tecnologico

L'accelerato mutamento che negli ultimi anni ha caratterizzato la domanda mondiale di fonti energetiche, con una sempre maggiore preminenza di quelle rinnovabili, si pone alla base di un'importante fase di riconversione tecnologica dei sistemi industriali. La capacità dei diversi Paesi di dare vita ad un nuovo modello di consumo energetico appare collegata allo sviluppo competitivo delle nuove tecnologie in gioco, così da soddisfare non solo i "vincoli" imposti dalla sicurezza energetica e dalla salvaguardia ambientale, ma anche quelli di natura economica e sociale che condizionano i processi di crescita. La questione emerge come particolarmente rilevante nell'attuale contesto della crisi internazionale, essendo ampi i margini per lo sviluppo economico che possono derivare da una profonda ristrutturazione tecnologica dei sistemi produttivi; e la positiva dinamica degli investimenti nelle *renewable energy technologies* a livello internazionale non fa che confermarne la valenza.

Le forti differenziazioni che sono emerse nell'intensità degli investimenti a livello geo-economico mostrano tuttavia una modulazione estremamente articolata di questo processo di rilancio delle economie. Netto è il confronto tra i Paesi dell'Asia, ed in particolare degli emergenti Cina ed India, che stanno avanzando nella produzione dell'eolico e del fotovoltaico, maturando progressivamente posizioni di vantaggio competitivo, e le economie occidentali, con gli Stati Uniti ancora in posizione di incerta partenza, e l'Europa che in queste tecnologie ha da poco iniziato a perseguire una strategia mirata di investimento.

Ma la situazione europea, benché solo al suo nascere, è anche rivelatrice di un processo non omogeneo di sviluppo delle nuove tecnologie energetiche e tale per cui in alcuni Paesi la promozione delle stesse è rappresentata da aumenti della potenza installata cui fanno seguito consistenti incrementi delle importazioni che sono all'origine di deficit commerciali con altre economie dell'area. L'Italia appartiene a questo gruppo di Paesi e come questi sconta una più generale arretratezza del proprio sistema nazionale d'innovazione che la porta ad avere inferiori potenzialità nello sviluppo delle tecnologie di più recente affermazione.

La possibilità di un rilancio economico del Paese attraverso la promozione e l'incentivazione delle fonti di energia rinnovabile richiede, pertanto, un cambiamento significativo degli approcci adottati per quanto attiene l'azione dell'intervento pubblico, che deve mirare non solo ad obiettivi di sviluppo a livello settoriale attraverso una specifica progettualità comprendente un importante sostegno della R&S pubblica, ma anche a politiche tese a rafforzare la capacità di innovazione di tutto il sistema produttivo.

6 POLITICHE ENERGETICHE E SVILUPPO DEL TERRITORIO

6.1 Sviluppo sostenibile e nuovi indicatori per la sostenibilità

La crisi economica e finanziaria originatasi nei primi mesi del 2008 e che continua a manifestare i suoi effetti a livello globale, congiuntamente alle problematiche ambientali legate al cambiamento climatico, ha posto l'accento su una duplice esigenza. Da un lato, quella di rivedere in un'ottica di sostenibilità il modello di sviluppo delle nostre economie e delle nostre società, modello fondato prevalentemente sulla crescita economica. Dall'altro, quella di individuare nuovi strumenti interpretativi e valutativi del concetto di sviluppo che consentano di fornire informazioni di supporto ai decisori politici non solo sugli aspetti economici, ma anche sulle possibili ricadute sociali e ambientali.

La prima e oramai universalmente accettata definizione di Sviluppo Sostenibile risale al 1987 e si deve al Rapporto Brundtland: *"Lo sviluppo sostenibile è uno sviluppo che soddisfa i bisogni del presente senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri bisogni"*.[124]

Nonostante il tema rivesta un ruolo centrale nelle agende politiche nazionali e internazionali, la traduzione in termini operativi del concetto di sviluppo sostenibile ha subito una rapida evoluzione in relazione alle priorità e agli obiettivi fissati dai governi dei singoli Paesi e dalle organizzazioni sovranazionali (Nazioni Unite, Banca Mondiale, OCSE, Commissione Europea ecc.) durante i principali summit internazionali.

Da un concetto fortemente correlato con la performance economica, si è passati al riconoscimento delle variabili ambientali (lotta ai cambiamenti climatici, gestione responsabile delle risorse naturali ecc.) e sociali (lotta alla povertà, promozione dell'inclusione sociale, conoscenza, formazione e occupazione ecc.) quali fattori che determinano la direzione e l'andamento dello sviluppo. Le conferenze internazionali sui temi dell'ambiente e dello sviluppo, sugli obiettivi del nuovo Millennio, e l'adozione di politiche in linea con questi obiettivi da parte dell'Unione Europea, hanno posto al centro dell'attenzione il problema dell'elaborazione e della costruzione di nuovi indicatori per la verifica dei processi decisionali e degli obiettivi programmati. In tal senso il PIL, considerato per decenni l'indicatore sintetico più efficace per misurare la crescita di un Paese, ha mostrato i propri limiti non solo sul piano metodologico, ma anche su quello concettuale, essendo venuta meno la centralità del reddito nazionale come motore trainante del benessere e dello sviluppo di un Paese.

L'obiettivo di tradurre in indicatori e indici sintetici la multidimensionalità del concetto di Sviluppo Sostenibile ha portato all'elaborazione di diversi strumenti metodologici funzionali ai diversi contesti istituzionali. Si passa dalla formulazione di un unico indice sintetico e comparabile a indicatori tematici suddivisi secondo le tre principali dimensioni (economico, sociale e ambientale). L'*Human Development Index* (utilizzato nel Rapporto annuale sullo Sviluppo Umano dell'UNDP), l'*Ecological Footprint* del *Living Planet Report*, i Sustainable Development Indicators dell'OCSE sono solo alcuni tra gli indicatori più noti. Dal 2007, la Commissione Europea ha avviato un analogo processo di elaborazione di metodi e strumenti informativi utili all'implementazione e alla valutazione delle politiche comunitarie. In particolare, la Comunicazione del 2009 "Non solo PIL. Misurare il progresso in un mondo in cambiamento" fornisce raccomandazioni operative che vanno dall'integrazione del PIL con indicatori ambientali e sociali all'utilizzo di queste informazioni a sostegno dei processi di *governance* fino all'estensione della contabilità nazionale anche a questioni ambientali e sociali.[125]

Al di là della valutazione tecnica, di carattere statistico metodologico, dei molteplici strumenti messi in campo per misurare i fenomeni sociali ed ambientali, ciò che caratterizza la nuova fase è l'evoluzione del paradigma alla base del concetto di sviluppo sostenibile. È in corso un cambiamento nella definizione delle priorità politiche legate ad una rilettura delle prospettive delle generazioni attuali e future. In tal senso, il tema delle risorse naturali, con particolare

[124] *Report of the World Commission on Environment and Development: "Our Common Future" (1987),* http://www.un-documents.net/wced-ocf.htm

[125] "Non solo PIL. Misurare il progresso in un mondo in cambiamento", COM(2009) 433, Bruxelles, 20.8.2009, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2009:0433:FIN:IT:PDF

riguardo alla gestione e utilizzo delle risorse energetiche, rappresenta uno dei nodi cruciali non solo per le scelte dell'Occidente ma soprattutto per tutti quei Paesi emergenti che mirano a un analogo modello di sviluppo.

Di fronte all'avvicinarsi del punto di non ritorno, testimoniato dalle diverse crisi (economica, finanziaria, climatica) in atto, la risposta più condivisa dalla comunità scientifica e istituzionale sembra ruotare attorno alla consapevolezza e alla responsabilità nel corretto utilizzo del potenziale disponibile, in termini di stock di capitale umano, economico, ambientale. Come ben rilevato dalle conclusioni del rapporto della Commissione Stiglitz-Sen-Fitoussi[126] promossa dal Presidente francese Sarkozy, per garantire la realizzazione del progresso sociale occorre sostenere la dimensione del benessere individuale[127] congiuntamente alla sostenibilità intesa come disponibilità di risorse attuali e future.

Il dibattito sulle valutazioni di sostenibilità e sulla scelta degli strumenti di misura del progresso sociale è ormai divenuto un tema di attualità anche nel nostro Paese. Il Presidente dell'Istituto Nazionale di Statistica, Enrico Giovannini, ha avviato una serie di incontri con i diversi livelli della società italiana (politica, istituzioni e società civile) al fine di definire con un processo partecipativo le caratteristiche fondamentali di indicatori di sviluppo economico e sociale ad integrazione del PIL. Allo stesso tempo, diversi istituti di ricerca nazionali sono impegnati nella definizione di indicatori di sostenibilità e di benessere sociale a livello più o meno aggregato. Tra questi, l'indice ISSI (Indice per lo Sviluppo Sostenibile in Italia) sviluppato a partire dal 2002 dalla Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile e adottato anche dal CNEL; il FEEM Sustainability Index, sviluppato dalla Fondazione Eni Enrico Mattei, applicabile a diversi Paesi, su diversi orizzonti temporali e sotto diverse ipotesi di *policy*; l'indice QUARS (Qualità Regionale dello Sviluppo), costruito nell'ambito della campagna Sbilanciamoci!, e finalizzato alla misura qualitativa dello sviluppo delle diverse regioni italiane; il PIQ (Prodotto Interno Qualità), promosso da Symbola in collaborazione con Unioncamere.

All'interno di questo dibattito, il contributo originale di ENEA è fornire un'interpretazione delle ricadute sociali delle scelte di *policy* e di *governance* energetica e di contestualizzare tali scelte sul territorio in cui si manifestano. L'intento è capire se e in che modo le realtà locali (regionali, provinciali, comunali ecc.) del nostro Paese possano sostenere lo sviluppo e la transizione verso un paradigma energetico alternativo frutto di scelte politiche a livello nazionale e globale. In particolare, l'analisi che segue si focalizzerà sul settore delle fonti energetiche rinnovabili e metterà a confronto tra loro tre dimensioni: territorio, formazione e occupazione.

Allo stesso tempo, tuttavia, è necessario ricordare che in ENEA esistono già e si vanno definendo, in maniera sempre più approfondita, approcci e strumenti di valutazione di specifici aspetti (ambientali e sociali) riconducibili al tema della sostenibilità. Due esempi, che saranno descritti brevemente nei paragrafi seguenti, sono la valutazione ambientale delle politiche comunitarie di sviluppo regionale (i cosiddetti Fondi Strutturali) e la valutazione delle ricadute sociali di un prodotto lungo il suo ciclo di vita.

6.1.1 La valutazione ambientale delle politiche comunitarie di sviluppo regionale

A partire dalla prima sperimentazione nel ciclo di programmazione 1994-1999 e, sistematicamente nel successivo ciclo 2000-2006, i Fondi Strutturali sono stati, non solo per l'Italia, una grande palestra per l'applicazione dei processi valutativi ai risultati dei programmi cofinanziati dalla Commissione Europea.

In tale contesto generale, con la Valutazione ambientale ex-ante nel 2000-2006 e con la Valutazione Ambientale Strategica nell'attuale ciclo, i temi ambientali trovano "… *adeguata considerazione nelle attività di valutazione svolte ai diversi stadi della programmazione, al fine*

[126] *"Report of the commission on the measurement of economic performance et social progress", September 14, 2009.* http://www.stiglitz-sen-fitoussi.fr/documents/rapport_anglais.pdf

[127] La qualità della vita di ciascun individuo, si sostiene nel rapporto, è un concetto multidimensionale, che comprende non solo le condizioni di vita materiale ed economica, ma anche diversi elementi soggettivi, legati al sistema delle relazioni sociali, alla realizzazione nel lavoro e più in generale alla capacità di inserirsi nelle varie attività del proprio quotidiano.

di verificare l'effettiva integrazione della dimensione ambientale nelle politiche di sviluppo e di creare consapevolezza degli effetti ambientali degli interventi."[128].

La programmazione 2007-2013 dei Fondi Strutturali ha complessivamente previsto, per tutti i Paesi della UE, un investimento di circa 308 miliardi di euro destinato a sostenere lo sviluppo sostenibile rafforzando la crescita, la competitività, l'occupazione e l'inclusione sociale, tutelando e migliorando la qualità dell'ambiente. L'allocazione complessiva sulle singole tipologie di intervento riguardanti le fonti energetiche rinnovabili e l'efficienza energetica, è di quasi 9 miliardi di euro, di cui poco meno del 50% per l'efficienza energetica, mentre tra le rinnovabili spiccano le biomasse (20%), con le restanti tecnologie (solare, eolico, idroelettrico e geotermico) che assorbono, ciascuna, circa il 10% delle risorse. Circa il 22% dello stanziamento complessivo dell'UE è destinato ai trasporti che, oltre all'obiettivo di migliorare l'accessibilità delle regioni e di sostenere le reti trans-europee di trasporto, si propone di realizzare sistemi di mobilità sostenibile dei cittadini e delle merci, al fine di realizzare importanti riduzioni delle emissioni di CO_2.

Altro settore che può portare sostanziali riduzioni delle emissioni di gas serra è quello dei rifiuti, dove con gli interventi finanziati con i Fondi Strutturali si prevede di contribuire in misura rilevante alla strategia tematica della Commissione Europea che prevede a livello europeo una riduzione da almeno 40 a oltre 100 Mt/anno di gas serra.

Alla luce del quadro di interventi appena descritto è evidente che stimarne gli effetti sulle emissioni di gas serra è un'attività imprescindibile per comprendere, data la rilevanza delle risorse impegnate, quanto gli obiettivi di sviluppo, cui tali finanziamenti sono esplicitamente finalizzati, si integrino con gli obiettivi di sostenibilità che la UE si è data, segnatamente nella lotta al cambiamento climatico.

Diversi Stati membri si sono pertanto impegnati, con variegati approcci procedurali e metodologici, in esercizi di stima dell'impatto sul cambiamento climatico dei Programmi Operativi delle Politiche di Coesione. In Austria, già a partire dal 1996, è stato valutato l'impatto sulle emissioni di gas serra dei Programmi comunitari, imponendo tale stima ai singoli progetti, qualora rilevanti. Ciò ha consentito di stimare, per i programmi 2000-2006, grazie a interventi di riduzione delle fonti fossili e al maggior ricorso alle rinnovabili, una riduzione netta di 4 Mt di CO_2 con un effetto moltiplicatore sul reddito pari a 5 volte il finanziamento comunitario, con effetti positivi sul fronte dell'occupazione. In Gran Bretagna, per quanto non sia ancora definito uno specifico programma per il calcolo degli impatti, la programmazione 2007-2013 è stata basata su un insieme di indicatori energetici e *target* relativi alle emissioni di gas serra da utilizzare come criteri di selezione per i progetti e per il monitoraggio. La Francia ha condotto, con uno specifico strumento di analisi, un esercizio *ex-ante* calcolando, su scala regionale, il bilancio netto delle emissioni per le tipologie di intervento previste dai Programmi cofinanziati dalla Commissione, verificando il rispetto del vincolo di *carbon neutrality* previsto dal Quadro Strategico francese.

In Italia, l'impegno nella lotta al cambiamento climatico si è concretizzato in una significativa concentrazione di risorse per gli interventi su energie rinnovabili e risparmio energetico con "*… un'allocazione finanziaria fissata programmaticamente ex ante nei Programmi Operativi, pari nel complesso all'8 per cento nelle Regioni dell'Obiettivo Convergenza e al 12 per cento in quelle dell'Obiettivo Competitività regionale e occupazione, delle risorse del Fondo Europeo di Sviluppo Regionale*" (*ibid.*, pag. 104). Tale impegno finanziario è stato accompagnato, attraverso un'apposita Convenzione tra MISE/DPS ed ENEA, da un progetto finalizzato a valutare l'effetto degli interventi previsti dal QSN 2007-2013 sulle emissioni di gas serra. Il progetto, di respiro triennale, ha prodotto i primi risultati con la pubblicazione del rapporto ENEA 2010 "*Valutazione dell'impatto potenziale dei Programmi Operativi FESR sulla riduzione di gas serra*". Nel rapporto vengono presentate le stime delle riduzioni di emissioni, o meglio delle emissioni evitate, di gas serra relativamente agli interventi previsti nei settori delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica, dei trasporti e dei rifiuti, settori per i quali è previsto un impegno di risorse complessive, comunitarie e nazionali, pari a poco più di 13 miliardi di euro.

[128] Ministero dello Sviluppo Economico – Dipartimento Politiche di Sviluppo e Coesione MISE/DPS "*QSN 2007-2013 Quadro Strategico Nazionale per la politica regionale di sviluppo*", giugno 2007, pag. 267.

Sono quindi stati oggetto di analisi i 21 POR, il Programma Operativo Interregionale "Energie rinnovabili e Risparmio energetico" e il Programma Operativo Nazionale "Reti e mobilità".

Complessivamente, la stima dell'impatto degli interventi previsti dai Programmi Operativi FESR del QSN 2007-2013 "*…consente di evitare l'emissione di circa 10 Mt CO_2 eq. annui al 2020, grazie al significativo impegno previsto per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico, in particolare circa 6,7 Mt CO_2 eq. per le fonti rinnovabili, 1,3 Mt CO_2 eq. per il risparmio energetico, 0,6 Mt CO_2 eq. per i rifiuti e 1,4 Mt CO_2 eq. per i trasporti"*.

Tale stima, che ha il pregio di essere disaggregata su base regionale per i 4 temi trattati, verrà affinata nel corso dell'attuazione dei programmi sostituendo ai diversi assunti, i dati reali via via disponibili. Questo esercizio viene affiancato da un ulteriore approccio attualmente in corso con l'obiettivo di valutare l'intero QSN in termini di impatto sulle emissioni di gas serra, tenendo altresì conto degli effetti connessi alle interdipendenze settoriali. Si tratta di un approccio *top-down* che utilizza le matrici *input-output* e le matrici di contabilità ambientale NAMEA adeguatamente rielaborate in termini "predittivi" consentendo di effettuare una valutazione "sistemica" in grado di cogliere, oltre al contributo ai profili emissivi di gas serra, anche gli effetti indiretti determinati dalle interdipendenze tra i settori produttivi in termini di evoluzione dei principali aggregati economici (produzione, occupazione, consumi ecc.).

6.1.2 La valutazione delle ricadute sociali di un prodotto lungo il suo ciclo di vita

Il dibattito sullo sviluppo sostenibile ha dato vita ad una serie di iniziative volte all'identificazione di metodologie e strumenti per valutare gli impatti ambientali, economici e sociali. In questo contesto l'approccio "ciclo di vita" è ormai generalmente riconosciuto come necessario sia per valutare complessivamente gli impatti derivanti da un prodotto, sia per evitare che interventi indirizzati alla riduzione o prevenzione di alcuni impatti si traducano in pratica solo in uno spostamento del problema da una fase all'altra o da un comparto ambientale ad un altro.

Fra i diversi strumenti metodologici di analisi degli impatti ambientali, la Life Cycle Assessment (LCA - valutazione del ciclo di vita) è la più sviluppata, diffusa e l'unica standardizzata da un gruppo di norme ISO. Negli ultimi anni numerosi sono stati gli sviluppi metodologici della LCA, sviluppi che hanno portato ad estendere le valutazioni anche alle altre componenti della sostenibilità: quella economica (Life Cycle Costing, LCC) e quella sociale (Social Life Cycle Assessment, S-LCA).

La S-LCA è una metodologia *finalizzata a valutare gli aspetti sociali e socio-economici dei prodotti e i loro potenziali impatti (positivi e negativi) lungo l'intero ciclo di vita, dall'estrazione delle materie prime alla produzione, utilizzo, recupero, fino alla dismissione*.

La metodologia è nata nell'ambito della task force dell'UNEP/SETAC Life Cycle Initiative sull'inclusione degli aspetti sociali nella LCA. Nel 2009 sono state pubblicate le linee guida "*Guidelines for Social Life Cycle Assessment of Products*", che propongono un framework metodologico basato sulla struttura della LCA come definita nello standard ISO 14040.

La S-LCA differisce dagli altri metodi di valutazione degli aspetti sociali principalmente in due aspetti: *gli obiettivi della valutazione* (prodotti e servizi) e *l'ambito di applicazione* (l'intero ciclo di vita). Gli aspetti sociali e socio-economici presi in considerazione sono quelli che possono interessare gli *stakeholder* positivamente o negativamente durante il ciclo di vita di un prodotto: possono essere relativi al comportamento dell'impresa, ai processi socio-economici o agli impatti sul capitale sociale. La S-LCA non pone al centro della valutazione la questione se un prodotto debba essere prodotto o meno, ma fornisce gli elementi necessari per valutare dove intervenire nel ciclo di vita. È uno strumento che favorisce l'interazione e il dialogo tra tutti gli *stakeholder* che ruotano attorno al prodotto analizzato.

Il coinvolgimento degli *stakeholder* è, infatti, uno degli aspetti centrali della metodologia, ed avviene fin dall'individuazione del sistema da considerare per la valutazione degli impatti. Gli impatti sociali e socio-economici sono analizzati in relazione a cinque categorie principali di *stakeholder*: *lavoratori*, *comunità locale*, *società*, *consumatori* e *attori del ciclo di vita*.

Per ognuna di queste vengono identificati specifici indicatori sociali, sia quantitativi che qualitativi: l'impiego di lavoro minorile, l'utilizzo di manodopera locale, la presenza di sfruttamento nel lavoro ne sono alcuni esempi.

La metodologia è ancora ad uno stadio iniziale di sviluppo e numerosi sono gli aspetti metodologici da risolvere, tra i quali:

- *ambito d'applicazione*. La S-LCA può essere applicata per valutare un'ampia gamma di effetti, che va dagli impatti diretti sui lavoratori a conseguenze sociali di più ampia portata, in un'ottica macroeconomica;
- *scelta delle categorie d'impatto* da includere nella valutazione;
- *definizione di un set di indicatori* per misurare gli impatti e modalità per misurarli (approcci quantitativi, semi-quantitativi e qualitativi);
- *disponibilità dei dati e relativa risoluzione*. Nella S-LCA i risultati dell'analisi sono fortemente legati alla localizzazione territoriale del prodotto analizzato, ma spesso risulta complesso ottenere dati sito-specifico e la loro accuratezza può essere messa in discussione. In certe circostanze, l'utilizzo di dati generici di settore potrebbe essere più appropriato.

Il numero di studi di S-LCA è destinato ad aumentare rapidamente in quanto nell'ambito del 7° Programma Quadro, per il tema Ambiente, è espressamente richiesto che le nuove tecnologie proposte siano valutate mediante un'applicazione dei tre strumenti LCA, LCC e S-LCA. Questi studi forniranno un contributo fondamentale al dibattito sullo sviluppo metodologico e favoriranno la messa in atto di un processo di creazione di consenso e di armonizzazione, aspetti fondamentali per una standardizzazione della metodologia e delle procedure.

6.2 Contesto territoriale locale e sistema energetico

Come precedentemente illustrato, l'adozione di politiche volta a "rendere efficiente il potenziale sociale, ambientale ed economico" appare come la strategia a maggiore rapporto costi-benefici, e all'interno di questa, la dimensione territoriale sta rapidamente guadagnando centralità.

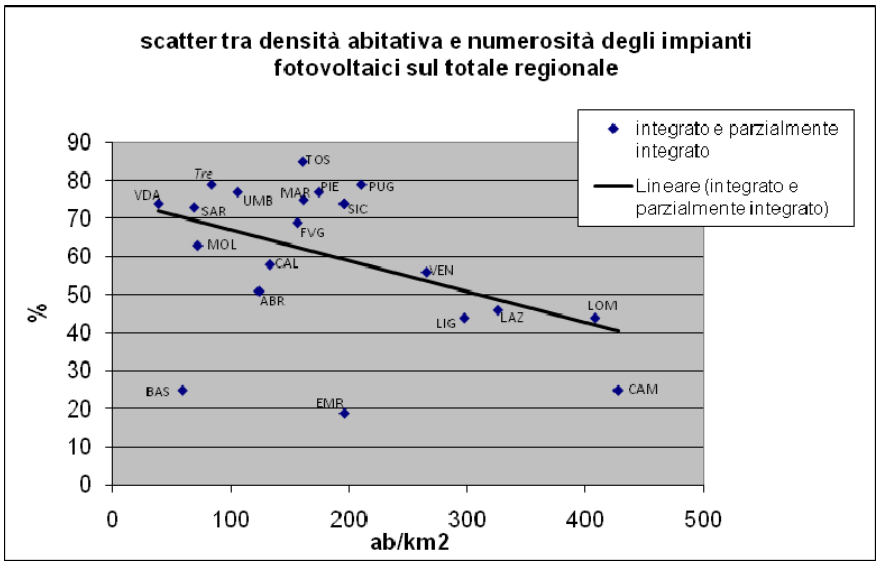
La stima dell'influenza del territorio è stata dunque posta al centro dell'interpretazione dei fenomeni connessi alla diffusione delle FER in Italia, tentando di leggerne gli effetti in termini di "valenza istituzionale, sociale, ambientale ed economica".

Gli effetti delle *policy* energetiche in termini di rapporto con il territorio si tramutano in differente velocità di penetrazione, e in necessità/obblighi di modificare le configurazioni tecnologiche utilizzate (mix di tecnologie, dimensione impianti, forme e elementi di design e di impatto paesaggistico) e le procedure gestionali. Tenuto conto dell'elevata numerosità di impianti da FER attualmente installati in Italia, si può tranquillamente affermare che il processo, di cui agli inizi del 2000 non conoscevamo gli elementi costitutivi, oggi è ampiamente in atto, e se ne possono individuare alcune linee evolutive.

Gli studi sviluppati, sia in ambito ENEA che universitario, mostrano, ad esempio, una riduzione dell'installazione di impianti solari, al crescere della densità abitativa ed all'aumentare delle dimensioni degli edifici. Questo ha conseguenze nell'individuazione degli spazi sostenibili per gli impianti solari (fotovoltaici e termici), nelle loro dimensioni (potenze di impianto fotovoltaico) e nella problematica gestionale.

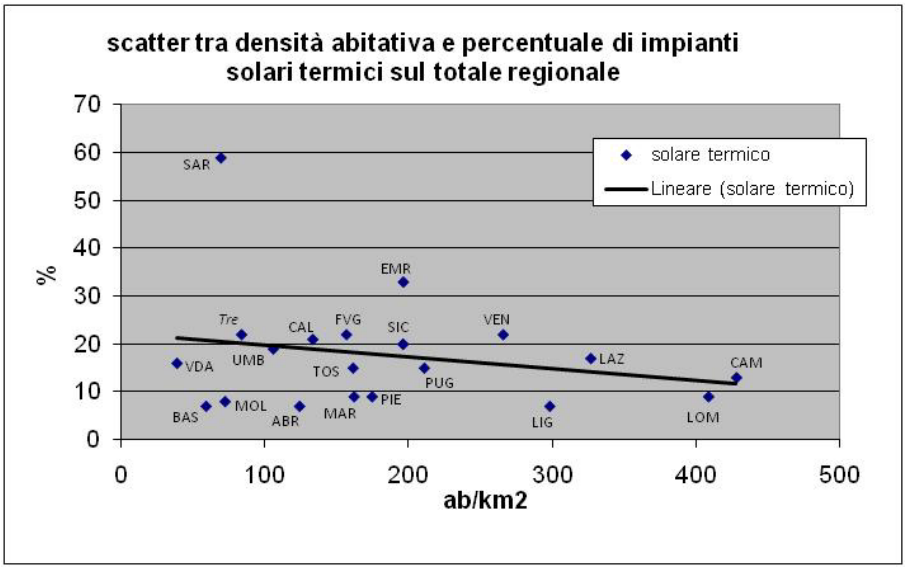
Le Figure 6.1 e 6.2 illustrano come si riducano le numerosità e le potenze installate al crescere della densità demografica del territorio contenitore del sito dell'impianto solare nelle differenti tecnologie.

Figura 6.1: distribuzione degli impianti solari fotovoltaici per territori con differente densità demografica



Fonte: elaborazione ENEA su BANCA DATI ENEA e GSE 2009

Figura 6.2: Distribuzione degli impianti solari termici e densità demografica



Fonte: elaborazione ENEA su BANCA DATI ENEA e GSE 2009

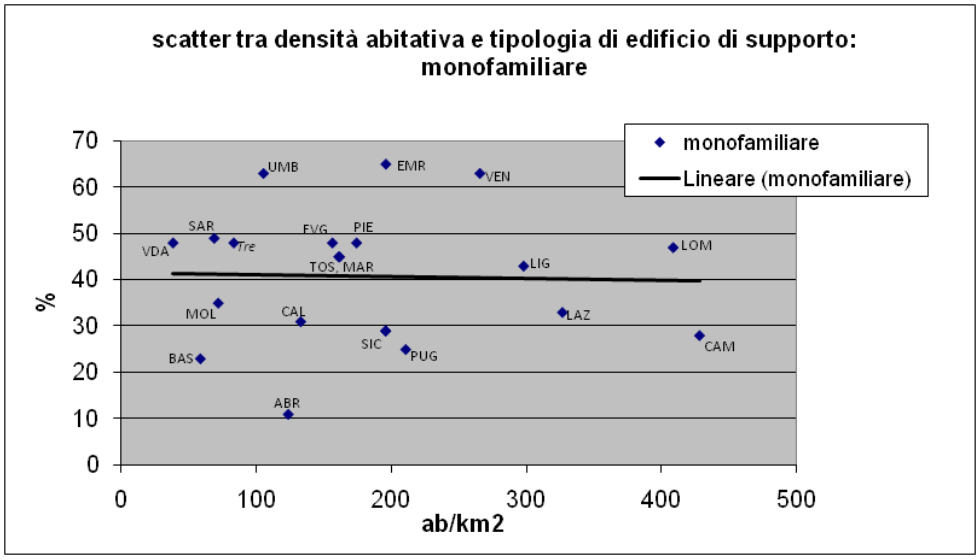
La Figura 6.3 illustra come gli impianti solari (termici e fotovoltaici) installati su edifici, siano posti prevalentemente su edifici monofamiliari e con tetto spiovente, e che tale binomio, impianto solare-edificio monofamiliare sia usato in tutti i territori, indipendentemente dalla densità demografica.

Va da se che tali edifici, di piccole dimensioni sono tipicamente costruiti nelle zone agricole, nei piccoli comuni, e nelle zone residenziali e periferiche delle grandi città. In sostanza, gli impianti solari (fotovoltaici e termici) sono stati installati prevalentemente su edifici piccoli, mono o bifamiliari.

Si può pertanto concludere che gli impianti solari hanno una specifica difficoltà di penetrazione, derivata dalla "tipologia di bisogni energetici" e dalle "caratteristiche del territorio", indicatori che contribuiscono, entrambi, a ridurre la penetrazione nel territorio.

Si ha quindi che la tecnologia segue le caratteristiche territoriali, e non il viceversa, diminuendo il numero ed anche la potenza, al crescere delle dimensioni strutturali degli edifici.

Figura 6.3: Distribuzione degli impianti solari per tipologia di edificio sottostante e densità demografica



Fonte: elaborazione ENEA su BANCA DATI ENEA e GSE 2009

Il fenomeno certamente più rilevante, anche ai fini dell'occupazione e dell'impatto sul territorio, è quello riguardante la produzione di energia elettrica da solare fotovoltaico.

Appare evidente che le scelte fin qui realizzate sono state influenzate dalla "bontà ed ampiezza degli incentivi" per quanto riguarda la numerosità degli impianti (siamo ormai a circa 73.000 impianti in produzione e ad un numero di richieste che, se accolte, porterebbe il numero totale quasi a 130.000 impianti), ma dal punto di vista della collocazione degli impianti solari sul territorio, e della potenza utilizzabile, hanno avuto grande importanza anche la struttura urbana di contesto, la dimensione demografica e la capacità istituzionale locale di accompagnamento.

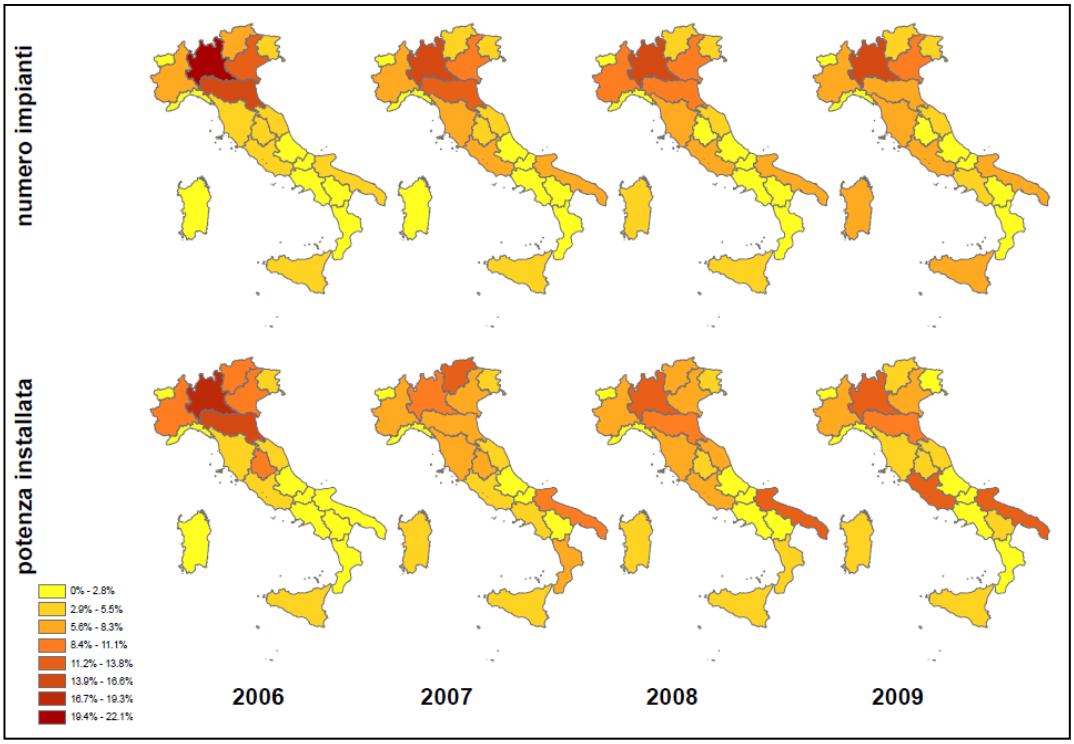
Infatti, è interessante notare come a fronte di una permanenza del trend di crescita del numero di impianti, si registri invece una leggera flessione della potenza installata, da cui si può concludere che permane una sorta di adattamento al territorio "disponibile all'accoglienza" degli stessi ed alle sue caratteristiche e/o limiti.

La Figura 6.4 mostra come si sia evoluto dal punto di vista temporale e spaziale/territoriale, il posizionamento degli impianti solari fotovoltaici nelle varie regioni del nostro Paese.

Avendo ciascuna di esse una differente morfologia, ed una conseguente solarizzazione del territorio differente, ma non modificata nel tempo, ne deriva che i diversi processi di penetrazione degli impianti solari sono riconducibili ad altri fattori, di natura socio-culturale, che ciascuna di esse ha messo in campo contemporaneamente, identificabili in:

1. Capacità e scelte formative.
2. Struttura urbana (dimensioni dei Comuni e forma degli edifici).
3. Politiche e *facility* locali anche di carattere gestionale (incentivi regionali, processi autorizzativi, cultura della sostenibilità).

Figura 6.4: Distribuzione regionale per anno degli impianti solari fotovoltaici



Fonte: L. Diappi, Polit. Milano-dati GSE

Dai dati presentati si intende sottolineare quanto l'analisi del territorio e, di nuovo, delle "sue potenzialità", in termini di realtà produttive, formative, nonché delle caratteristiche morfologiche possa rappresentare un fondamentale punto di partenza per l'impostazione e la programmazione della politica energetica nazionale armonizzata con i diversi livelli dello sviluppo locale.

Ulteriori criticità e problematiche relative alla penetrazione sul territorio e allo sviluppo del mercato e di una filiera industriale nel solare fotovoltaico emergono dal confronto tra l'esperienza del nostro Paese e quello della Germania.

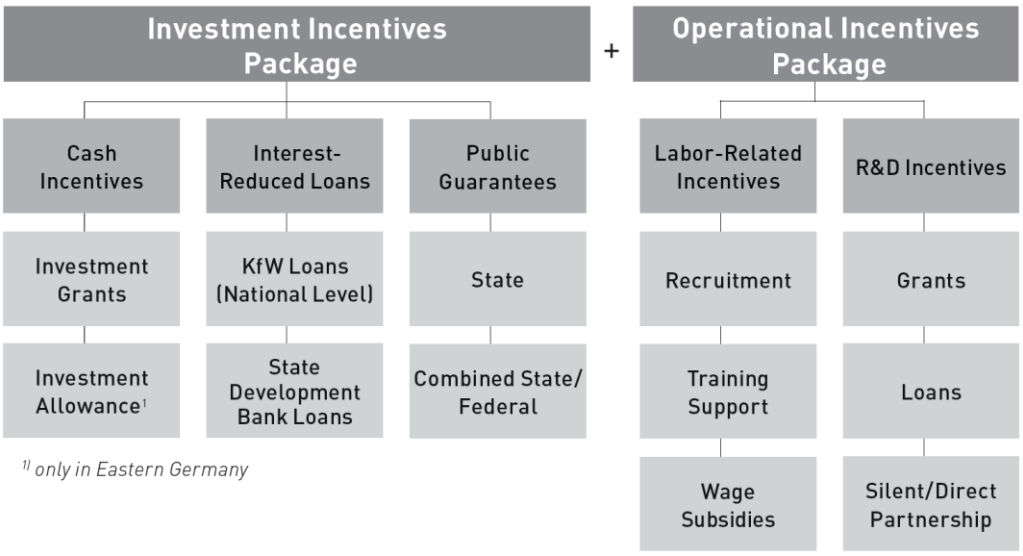
6.2.1 Sviluppo del mercato e di una filiera industriale nel solare fotovoltaico: Italia e Germania a confronto

Nel corso del 2009, la Germania ha riconquistato la leadership mondiale come mercato più esteso per il solare fotovoltaico, passando da circa 1,8 GW di potenza installata nel 2008 a circa 3,8 GW. Questo successo è riconducibile all'effetto congiunto di un sistema tariffario collaudato, buone opportunità di finanziamento, un'ampia disponibilità di aziende specializzate nel settore (abili a sfruttare i vantaggi e le economie di scala derivanti dalla concentrazione delle proprie attività in distretti quali la cosiddetta *"Solar Valley"* tedesca nello Stato della Sassonia-Anhalt), e una favorevole percezione pubblica della tecnologia.

Allo stesso tempo, attraverso adeguate politiche per il settore, la Germania è riuscita a sviluppare un'industria leader a livello europeo e altamente competitiva sul mercato mondiale. Un tale successo è sicuramente dovuto all'ampio ventaglio di incentivi previsti per i potenziali investitori.

Come si evince dalla Figura 6.5, i programmi di sostegno variano, infatti, da incentivi di tipo *"cash"* per il rimborso dei costi diretti d'investimento a prestiti a tassi agevolati e a garanzie pubbliche alle banche fino a incentivi per i costi del personale e per attività di ricerca e sviluppo.

Figura 6.5: Tipologie di incentivo per il settore fotovoltaico in Germania



Fonte: *The Photovoltaic Industry in Germany*, Germany Trade&Invest (2009)

In Italia, invece, le politiche di incentivazione al solare fotovoltaico non hanno prodotto risultati altrettanto soddisfacenti, soprattutto in relazione allo sviluppo di una filiera industriale. Una tariffa onnicomprensiva (*feed-in-tariff*) particolarmente elevata e la dinamica passiva dell'industria del nostro Paese hanno contribuito ad attirare nuovi attori e aziende straniere sul mercato italiano, ma non certo a rafforzare la competitività internazionale dell'industria domestica.

Ostacoli normativi e ritardi nelle autorizzazioni per connettersi alla rete hanno determinato una certa frammentarietà ed eterogeneità a livello regionale nell'installazione di impianti sul territorio, prevalentemente localizzati nelle aree con minor potenziale solare dell'Italia settentrionale (Figura 6.4). Allo stesso modo, le problematiche legate all'utilizzo del territorio si evincono dal fatto che più del 73% dei progetti sono stati realizzati sui tetti (e non a terra) e che il segmento di mercato di maggior successo in Italia sia quello del fotovoltaico per le applicazioni sugli edifici.

La Tabella 6.1 seguente mostra alcune aree di valutazione per mettere a confronto Italia e Germania. L'efficienza delle politiche nazionali di incentivazione rappresenta un input per il sistema che genera un output in termini di efficacia nello sviluppo del settore fotovoltaico nazionale.

La stabilità su orizzonti più lunghi di quelli attuali delle politiche di incentivazione, un impegno di lungo periodo in favore del fotovoltaico insieme a tempi più ragionevoli per le procedure amministrative sono tutti fattori chiave nel determinare una maggiore coerenza delle politiche di incentivazione rispetto agli obiettivi nazionali.

Sotto questo aspetto, l'Italia registra un evidente ritardo nei confronti della Germania. Per ovviare ai problemi legati al rilascio di autorizzazioni e alla connessione alla rete elettrica degli impianti, la recente bozza del Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (MSE, giugno 2010) prevede una semplificazione dei procedimenti autorizzativi secondo criteri validi a livello nazionale e la realizzazione di elettrodotti funzionali al potenziale dell'area, secondo logiche di efficace programmazione del territorio.

Un aspetto cruciale per lo sviluppo del mercato è la sostenibilità finanziaria. Profittabilità e tempi di ritorno di un investimento in un impianto fotovoltaico dovrebbero essere in linea con un investimento caratterizzato da un simile livello di rischio: un rendimento troppo elevato potrebbe, infatti, condurre ad una crescita non sostenibile del mercato; un rendimento troppo basso ad un suo arresto.

Tabella 6.1: Efficienza ed efficacia delle politiche di incentivazione in Italia e in Germania

Efficienza delle politiche nazionali di incentivazione			
Indicatore di performance	***Unità di misura***	**Italia**	**Germania**
Coerenza delle politiche	Qualitativa	**-**	**+**
Fascino della tariffa onnicomprensiva (Feed in Tariff)	€/kW nel 2009	**+**	**-**
Profittabilità dell'investimento	%	12-15	8-12
Impianti connessi alla rete nel 2008	MWp	350	5.308
Rilascio di autorizzazioni	Mesi	Fino a 18	Da 8 a 12
Efficacia delle politiche nazionali di incentivazione			
Dimensione e prospettive del mercato (MWp)	2008	338	1.809
	2009	711	3.806
	2014	2.000	5.500
Produzione di moduli (MW)	2008	28,7	1.243
	2009	179	2.000
Catena del valore	Qualitativa	**-**	**+**
Finanziamenti pubblici per R&S nel 2009	Milioni di Euro	5	250
Percezione e accettabilità sociale	Qualitativa	**-**	**+**

Fonte: elaborazione ENEA

La crescita del mercato per il fotovoltaico in Italia è, e sembra essere in prospettiva, buona, anche se non a livelli confrontabili con la realtà tedesca. Lo sviluppo della filiera industriale del nostro Paese, tuttavia, non sembra in grado di tenere il passo del mercato. Fino al 2008, la produzione di celle è stata pressoché assente, mentre l'assemblaggio di moduli ha garantito una potenza pari a 28,7 MW. Le modifiche al "Conto Energia" hanno migliorato la situazione nel 2009, anno in cui circa la metà di componenti e tecnologie sono state prodotte da aziende italiane e si è registrato un notevole incremento nella produzione di *inverter*. Il peso nella catena del valore, tuttavia, rimane rilevante soprattutto nelle fasi di distribuzione e installazione (a basso valore aggiunto).

In prospettiva, per aumentare la competitività internazionale dell'industria fotovoltaica del nostro Paese, basandosi sull'eccellente base di conoscenza dei nostri ricercatori e ingegneri (ENEA, ERSE ecc.), sembra essere necessario un maggiore supporto pubblico in termini di finanziamenti per la R&S (pressoché assenti se rapportati al caso tedesco), in particolare per i nuovi materiali (III e IV generazione) dove significative quote di mercato possono ancora essere conquistate. Simultaneamente, sarà importante realizzare politiche settoriali sul modello tedesco volte a ridurre i costi del lavoro e a favorire gli investimenti.

6.3 Formazione e sistema energetico

Con "Europa 2020, Una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva", la Commissione Europea ha indicato in maniera assai chiara quanto forte debba essere considerato il legame tra conoscenza – innovazione, cambiamento climatico – energia e occupazione per realizzare gli obiettivi di sviluppo nel prossimo decennio.

La formazione, in tal senso, riveste un ruolo centrale nell'accompagnare le trasformazioni in atto del paradigma energetico.

Una trasformazione in termini di evoluzione continua stimata per un periodo di almeno altri 15 anni ha necessità di un corrispondente cambiamento dell'offerta formativa che si configura come un elemento qualificante per la realizzazione degli obiettivi di crescita e competitività.

Nel settore energia, per una corretta transizione verso un numero adeguato di *green jobs* (lavoratori e lavori verdi), il coordinamento è il fattore critico di successo se realizzato nei suoi tre livelli fondamentali:

1) A livello culturale e formativo diretto:

1. per innovare percorsi e programmi relativi alla formazione di base;
2. per orientare il *training* e la formazione continua;
3. per supportare le dinamiche del mercato del lavoro prevedendo e individuando i fabbisogni del settore in termini di *skill* totalmente o parzialmente nuovi.

2) A livello di impresa: per coordinare meccanismi flessibili di formazione concordati tra imprenditori e sistema formativo, correlando domanda e offerta.

3) A livello di *policy*: per definire azioni incentivanti (incentivi volti alla formazione e non solo alla tecnologia in se) di sviluppo di skill sinergiche con le strategie riguardanti la produzione industriale, il commercio, la tecnologia, gli obiettivi macroeconomici ed ambientali.

Le istituzioni hanno un ruolo chiave nel creare politiche formative (del lavoro) aventi una continuità sia temporale che territoriale, favorendo processi di cooperazione tra formazione e produzione/fruizione di impianti e tecnologie. Questo, in prima istanza, a livello interministeriale per garantire che sul mercato si abbia informazione, formazione, ed evoluzione delle stesse in relazione alle esperienze ed alle modificazioni indotte a livello internazionale sui processi energetici. A tale proposito, è necessario che i vari Ministeri che concorrono alle *policy* coordinino gli interventi incentivanti con attenzione rivolta non solo alle tecnologie, ma anche alla loro gestione e alla formazione necessaria alla loro diffusione. Per far ciò occorre disporre di informazioni e dati accessibili e facilmente aggiornabili relativi al sistema formativo, al fine di orientare le scelte degli *stakeholder*.

Dalle diverse analisi finora svolte sulle professioni e sui percorsi formativi, finalizzate a misurare le potenzialità del settore energetico delle rinnovabili, si riscontra un significativo ritardo nella raccolta e nella organizzazione dei dati, che rende complesso il lavoro di comparazione temporale e territoriale di alcuni fenomeni sociali collegati alle nuove fonti energetiche, come l'occupazione e la formazione. Tale osservazione, come si è visto, riguarda non solo l'Italia, ma l'intera comunità internazionale da alcuni anni già impegnata a rivedere concetti, indicatori e strumenti di analisi per misurare le dimensioni del cambiamento ambientale, economico e sociale, in termini di sviluppo sostenibile e progresso sociale.

In tale contesto, di sostanziale carenza di un sistema di raccolta dati strutturato, sia a livello nazionale che locale, si ritiene opportuno comunque iniziare a dare conto delle diverse esperienze maturate fino a questo momento sul versante della formazione ambientale, per capire in che direzione si è concretizzato l'investimento finora realizzato e come meglio indirizzare la futura programmazione delle attività formative.

In queste pagine si farà riferimento prevalentemente al Sistema informativo IFOLAMB (Informazione Formazione Orientamento Lavoro AMBientale) dell'ISFOL[129], progetto finalizzato ad informare e orientare sulla formazione e sull'occupazione ambientale, nonché al progetto ENEA QUALICERT[130] sulla qualità dei corsi per energie rinnovabili attualmente realizzati in Italia, oltre che ad alcune analisi parziali, svolte da singole università e centri di ricerca nazionali ed internazionali.

Con un approccio multidisciplinare, sono stati messi in rete i vari soggetti operanti nella valutazione e qualificazione della formazione, al fine di ricostruire un quadro di riferimento che permettesse di individuare e delineare alcune linee di sviluppo e approcci metodologici al tema. Occorre anche in questo caso segnalare l'eterogeneità dei dati delle rilevazioni, con un'attenzione maggiore di ISFOL verso la più ampia dimensione ambientale non limitata alle

[129] ISFOL, *Rapporto Offerta Formativa Ambientale 2004-2009*, Rita Ammassari, Maria Teresa Palleschi, Gianfranco Coronas, Ludovico Fioravanti, Emanuela Mencarelli, Luigi Milone, Gabriele Montironi.

[130] *Progetto QUALICERT - Qualificazione e certificazione degli installatori di impianti di energia da fonti rinnovabili: stato dell'arte in Italia, 2010*, Anna Amato, Francesca Caminiti, Celestina Coccia, Sergio Grande, Antonia Marchetti, Anna Moreno, ENEA, ISBN 978–88–8286–221–3.

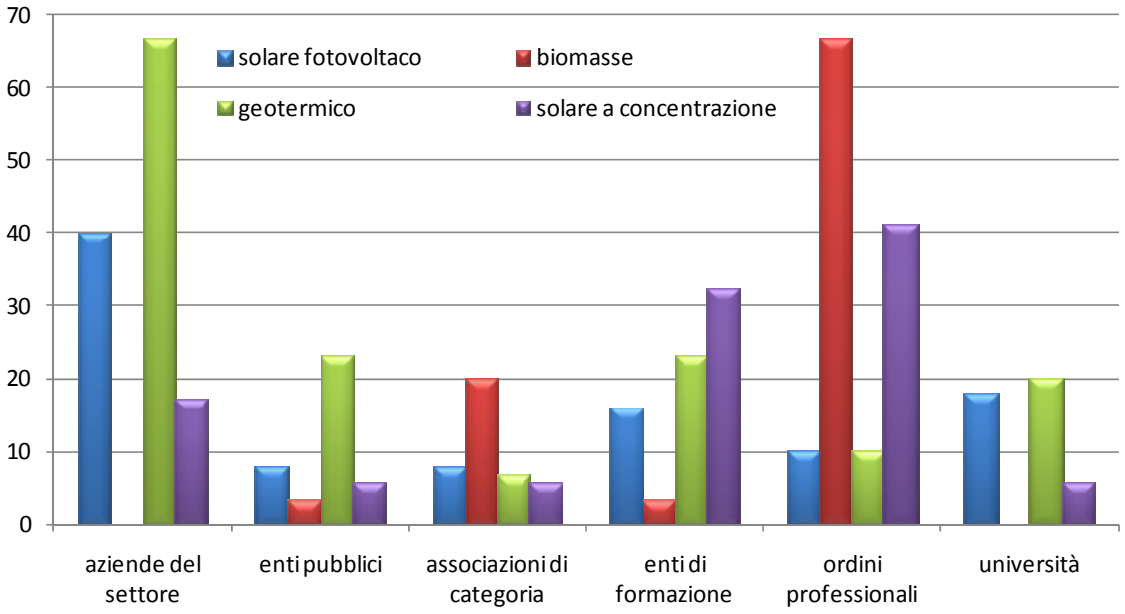
sole informazioni sulle energie rinnovabili. Nonostante i limiti evidenziati dai dati è possibile trarre alcune parziali considerazioni.

Dal 2003 ad oggi, in Italia si rileva una certa vitalità nell'offerta formativa ambientale rappresentata dal numero dei corsi (circa 2000 in media l'anno) e dalla molteplicità degli enti di formazione (oltre 500 tra pubblici e privati, scuole e università) che interessa ogni anno circa 50-55 mila persone.

Nell'universo variegato e segmentato del settore, che comprende la formazione di base, professionale, universitaria e post-universitaria, la Formazione Continua registra la maggiore crescita. Questa interessa oltre il 60% dell'offerta formativa complessiva e si caratterizza per essere costituita da corsi brevi, realizzati per lo più da soggetti privati, che induce a ipotizzare una correlazione con il mercato del lavoro e con la richiesta delle aziende operanti nel settore di aggiornare e riqualificare le proprie figure professionali.

Negli anni esaminati si assiste ad un'inversione di tendenza nel rapporto tra l'offerta pubblica e quella privata, che dal 30% iniziale arriva nell'ultima annualità fino al 60%, e come illustrato nel grafico seguente, con una forte presenza di soggetti privati che progettano e producono le azioni formative.

Figura 6.6: Enti organizzatori dei corsi sulle rinnovabili (anno 2009)



Fonte: QUALICERT ENEA

In sostanza, da quanto emerge anche dai dati del progetto italiano ENEA/Qualicert e dalle conclusioni delle rilevazioni condotte in diversi Paesi europei[131], il mercato della *green economy*, soprattutto in una fase di transizione come quella attuale, tende a privilegiare l'aggiornamento delle figure professionali esistenti piuttosto che a crearne di nuove.

Del resto, come risulta da una recente ricerca condotta dall'IRES sulle ricadute occupazionali e le nuove professioni connesse alla crescita delle energie rinnovabili, "molte delle professioni emergenti possono essere considerate come il frutto di processi di riqualificazione attraverso l'acquisizione di nuovi *skill* e sono perciò collocabili lungo un *continuum* che va da una minima riqualificazione del lavoro tradizionale alla transizione ad una nuova occupazione emergente"[132].

[131] CEDEFOP (2009) Future skill needs for the green economy. http://www.cedefop.europa.eu/EN/Files/5501_en.pdf; UNEP, Green Jobs: Towards decent work in a sustainable, low-carbon world: Executive Summary 2009; Osservatorio Energia e Innovazione dell'IRES-CGIL (2010), "Lotta ai cambiamenti climatitici e fonti rinnovabili: gli investimenti, le ricadute occupazionali, le nuove professionalità", reperibile in http://www.ires.it/files/Rapp_IRESFONTI%20RINNOVABILI_23mar2010.pdf

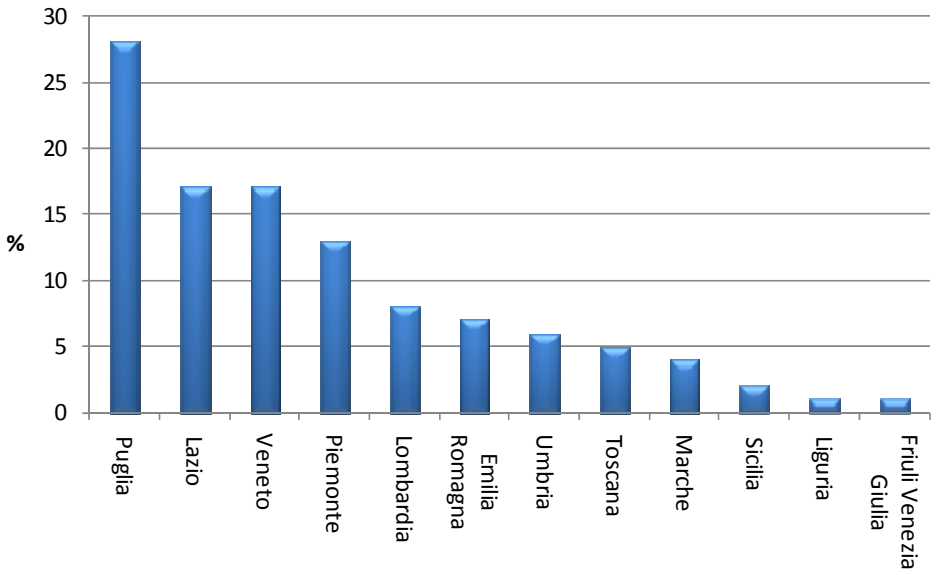
[132] Il riferimento è ai risultati dell'analisi sullo sviluppo di figure professionali innovative nel campo delle energie rinnovabili e sui relativi fabbisogni formativi, ai fini di una progettazione strategica per una formazione di qualità a

La transizione verso tecnologie e processi produttivi innovativi ha bisogno di un know-how scientifico e tecnologico di base, con lauree in settori quali ingegneria, matematica e discipline scientifiche sulle quali costruire competenze più specifiche attraverso l'alta formazione e specializzazione. Si delinea per tale settore l'identikit di un lavoratore che deve saper integrare requisiti di formazione/istruzione di base con altre caratteristiche individuali corrispondenti alle richieste di un mercato del lavoro dinamico – in termini di disposizione alla flessibilità (anche geografica), alla adattabilità al cambiamento tramite *training* e formazione continua.

Tali mutamenti sono determinati sia dall'attuale alta mobilità interaziendale e dalla flessibilizzazione dei rapporti di lavoro sia da un sistema che, come quello delle rinnovabili, è in continua evoluzione, determinando una crescente domanda specialistica e la necessità di un costante aggiornamento delle proprie competenze[133]. Anche nei settori energetici tradizionali si sta ampiamente consolidando il valore dell'investimento formativo in materia ambientale come sottolinea il Censis nella sua ultima indagine sull'industria energetica italiana.[134] Pur incentrando il maggior sforzo formativo sulla sicurezza e sulla protezione ambientale, le imprese energetiche dedicano una crescente attenzione ai temi della sostenibilità.

Tornando all'indagine ISFOL, questa offre diversi elementi interessanti riguardo la domanda formativa in Italia nel settore ambientale. Significativo in tal senso è l'aumento dei corsi riguardanti il tema "Energia Rinnovabile e risparmio delle risorse" passati da 64 a 218 nel quinquennio 2003-2008, periodo di contestuale crescita della produzione delle Rinnovabili, con una distribuzione regionale dell'offerta formativa specificatamente energetica, illustrata nella Figura 6.7.

Figura 6.7: Distribuzione dei corsi nel settore delle FER e risparmio energetico per regione (in %)



Fonte: IRES, dati IFOLAMB

La relazione tra offerta formativa e mercato del lavoro diviene ancora più evidente osservando la Figura 6.8 in cui alle regioni con maggiore produzione energetica da fonti rinnovabili corrisponde generalmente un maggiore dinamismo anche nella formazione ambientale.

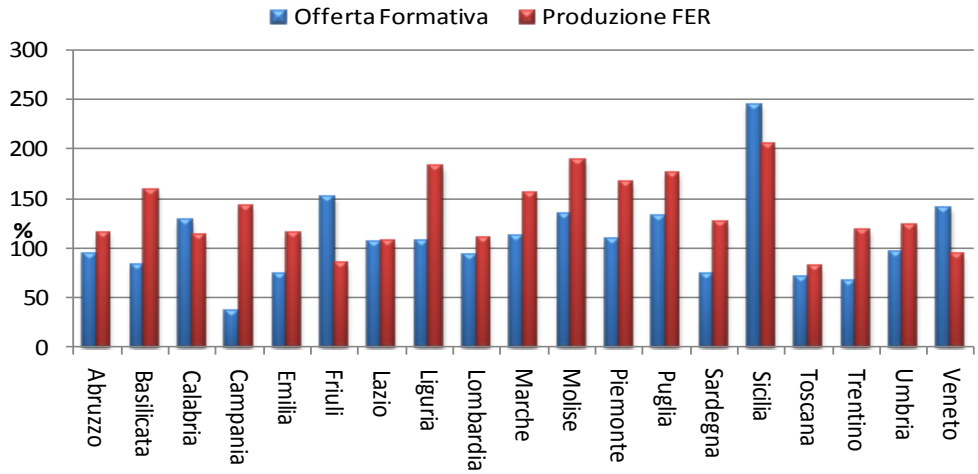
---

sostegno degli obiettivi di crescita dell'economia verde e della risorsa lavoro nel settore delle FER, curata da Rugiero nel rapporto di Ricerca IRES: "Lotta ai cambiamenti climatici, efficienza e fonti rinnovabili: gli investimenti, le ricadute occupazionali e le nuove professionalità", Serena Rugiero, Sandro Notargiovanni, Emidio D'Angelo, Giuseppe Travaglini, 2010, in corso di pubblicazione, reperibile nella pagina web *http://www.ires.it/files/Rapp_IRESFONTI%20RINNOVABILI_23mar2010.pdf*

[133] *Ibidem.*

[134] Censis, *Il valore sociale dell'industria energetica italiana. Rapporto finale*, Roma, giugno 2010.

Figura 6.8: Variazione (in %) offerta formativa e produzione lorda (2006-2008)



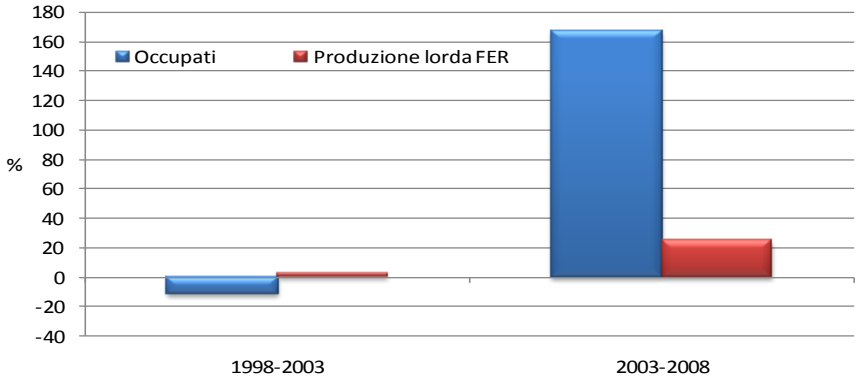
Fonte: elaborazione ENEA su dati ISFOL

6.4 Occupazione e sistema energetico: le prospettive di sviluppo

Vengono di seguito analizzati i processi di creazione di nuova occupazione, nel settore delle rinnovabili, e le interrelazioni con indicatori socio-ambientali, quali la formazione e la capacità territoriale di accoglienza degli stessi impianti.

I trend storici rilevati da ISFOL[135] nel suo rapporto sul mercato ambientale, mettono in evidenza un aumento costante degli occupati nel settore energia che – con la dovuta cautela determinata dalle diverse modalità di rilevazione rispetto all'Istat – confermano la connotazione positiva del mercato del lavoro in campo energetico. Dal 1993 al 2008 gli occupati nel settore energia, che nell'indagine ISFOL include sia le fonti rinnovabili che il risparmio energetico, sono aumentati con un tasso medio annuo di crescita di circa il 43%, passando da circa 5.800 unità nel 1993 a 14.140 unità nel 2008. Il vero boom tuttavia si è avuto dal 2003 al 2008 con un incremento pari a quasi tre volte il valore iniziale (+167%). Mettendo a confronto gli occupati nel settore energia con la produzione totale lorda da fonti rinnovabili, si rileva come queste due variabili presentino un andamento simile, con un primo quinquennio (1998-2003) di relativa stabilità e una forte impennata a partire del 2003, evidenziando una certa connessione tra le due variabili esaminate. La produzione lorda da fonti rinnovabili è aumentata del 24% nel periodo 2003-2008, mentre nei cinque anni antecedenti si è registrato un aumento di circa il 2,3%.

Figura 6.9: Variazione occupati e produzione lorda da FER (1998-2003 e 2003-2008)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ISFOL e GSE

[135] La ricerca "Tendenze del mercato del lavoro ambientale" realizzata da ISFOL si pone come obiettivo il monitoraggio dell'occupazione ambientale in termini di caratteri connotativi e trend di sviluppo attraverso l'analisi dei dati sulle forze di lavoro Istat.

Ai fini della valutazione degli effetti delle *policy* energetiche, e quindi per la definizione di miglioramenti in termini di efficacia ed efficienza delle stesse, va notato come il contributo delle singole fonti rinnovabili all'incremento della produzione totale nel periodo 2003-2008 si sia sviluppato in periodi differenti, con evidenti collegamenti agli specifici interventi di incentivazione:

- l'eolico è cresciuto con un incremento annuo costante (+26%) dal 2003 sino al 2006, per poi registrare un'impennata nel biennio 2006-2007 (+35%). Dal 2007-2008, vi è stata un'ulteriore crescita di circa il 20%;
- il fotovoltaico è diminuito sino a raggiungere il livello minimo nel 2006 (-54% dal 2003) per poi aumentare vertiginosamente dal 2006 al 2008, passando in soli due anni, da 2,3 a 193 GWh grazie agli incentivi erogati attraverso il "Conto Energia" gestito dal GSE;
- le biomasse sono cresciute soprattutto dal 2003 al 2004 (+25%) per poi registrare degli aumenti costanti sino al 2008 (intorno all'8%);
- costanti nel tempo i valori di crescita attribuibili all'idroelettrico (con valori oscillanti legati al clima) e la geotermia (+3,3%).

C'è stata quindi una sensibile crescita sia dell'eolico che del fotovoltaico che ha interessato soprattutto il triennio 2006-2008 e che ha avuto importanti ricadute occupazionali nel settore dell'energia. Il comparto eolico, secondo le stime di Nomisma Energia[136], rappresenta oggi una realtà abbastanza affermata che conta oltre 10.000 addetti tra occupazione diretta e indiretta, mentre il fotovoltaico, di più recente espansione, si configura come un comparto ancora poco sviluppato (circa 5.700 addetti secondo il CNES[137]), con grandi potenzialità di crescita in termini di opportunità occupazionali.

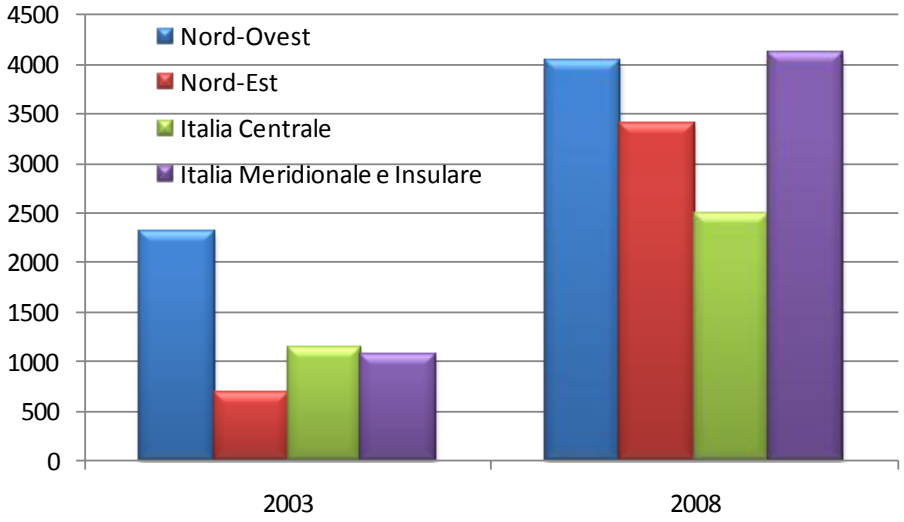
È interessante anche rilevare le aree geografiche che hanno maggiormente contribuito alla crescita degli occupati nel settore energetico. I dati ISFOL, disaggregati a livello territoriale, mostrano che questa ha interessato tutto il territorio nazionale, con dei trend differenziati che si possono così sintetizzare:

- gli occupati nel settore energetico si collocano, soprattutto, nelle regioni del Nord-Ovest, dove continuano a crescere in modo sostenuto (+74% rispetto al 2003); tuttavia il peso relativo degli occupati in queste regioni rispetto al totale è sceso dal 45 al 28% nel periodo 2003-2008;
- gli occupati nelle regioni del Nord-Est e dell'Italia meridionale/insulare, che nel 2003 si attestavano su dei valori molto bassi in termini assoluti, sono cresciuti in maniera esponenziale negli ultimi anni, arrivando a coprire nel 2008 più del 50% del totale degli occupati nel settore energia. La quota delle regioni del Sud e delle Isole, in particolare, si è quasi quadruplicata dal 2003 al 2008, arrivando a costituire la prima area geografica in termini di occupazione;
- l'aumento ha interessato anche l'Italia centrale, che ha visto raddoppiare la quota degli occupati nel periodo di riferimento, anche se, in termini assoluti, si colloca su livelli più bassi rispetto alle altre aree geografiche.

I dati a disposizione non consentono di valutare le ricadute sull'occupazione della formazione, relativamente al settore energetico. Tuttavia, come sottolineato dall'indagine ISFOL, la formazione ha un impatto positivo sul *"placement"* nel settore, impatto che è tanto più rilevante se la formazione è realizzata attraverso Master universitari specialistici di secondo livello. Per il settore ambientale, comprensivo del settore energetico, i risultati dell'indagine rilevano che il 68% degli occupati ha trovato una collocazione rispondente al livello formativo acquisito. In particolare, il 31% circa ha un lavoro nell'ambito delle professioni scientifiche e di elevata specializzazione, il 31,7% svolge professioni di tipo tecnico e il 5,2% è collocato nelle posizioni di legislatore, dirigente, imprenditore.

[136] NOMISMA Energia, "Fonti rinnovabili e green economy: lo stato dell'arte in Italia", maggio 2009.
[137] CNES (Commissione Nazionale Energia Solare), "Rapporto preliminare sullo stato attuale del solare fotovoltaico nazionale", 2008.

Figura 6.10: Occupati per area geografica (2003 e 2008)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ISFOL

Per quanto riguarda la distribuzione territoriale, l'analisi incrociata dei dati sull'occupazione e la formazione derivante da più fonti (ISFOL, Progetto Qualicert) non consente di supportare l'ipotesi di una correlazione stretta tra formazione/occupazione e produzione da fonti rinnovabili.

Appare comunque evidente che l'incremento della forza lavoro nelle varie regioni sia una conseguenza di come si sono sviluppati nel tempo e articolati territorialmente i fattori chiave propulsivi del mercato del lavoro (produzione da FER, formazione, supporto istituzionale alle imprese, disponibilità di cultura ambientale).

La Figura 6.10 suggerisce come siano stati registrati maggiori incrementi di forza lavoro nelle aree in cui sono stati messi in campo processi formativi avanzati e condivisi, tra università e imprese e soggetti della formazione, per la creazione delle competenze tecnico-scientifiche e gestionali necessarie alla progettazione, messa in opera e gestione degli impianti FER.

Dall'insieme dei dati sin qui illustrati, si evidenzia l'importanza dell'analisi del territorio, delle sue potenzialità, in termini di realtà produttive, formative, e delle caratteristiche morfologiche generali. La valutazione comparata dell'insieme di tali elementi rappresenta un fondamentale punto di partenza per l'impostazione e la programmazione della politica energetica nazionale armonizzata con i diversi livelli dello sviluppo locale.

Le potenzialità espresse dal territorio, letto attraverso indicatori non solo economici, ma anche sociali e ambientali, evidenziano quindi come si debba cercare di evolvere le attuali azioni di incentivazione verso le seguenti tre linee specifiche:

1. passare da incentivi volti solo alla tecnologia in se, a incentivi connessi alla formazione, pubblica e privata;
2. accompagnare gli incentivi non solo con norme tecniche descrittive degli impianti, ma anche con norme volte a valorizzare gli aspetti territoriali; in pratica, introdurre incentivi multipli (vedi esperienza della legge 488/92) comprendenti anche gli aspetti locali;
3. trasferire quanto già emerso (problematiche e potenzialità) nel solare al nuovo processo di incentivazione dedicato alle biomasse, in modo da avere fin dall'inizio presenti gli aspetti territoriali connessi agli impianti, sollecitando l'emergere di un mix tecnologico.

Il superamento degli aspetti puramente finanziari, degli eventi connessi in Italia alla diffusione degli impianti solari, appare possibile richiamandosi alle potenzialità territoriali complessivamente intese, come fin qui illustrato, e inserendo anche nelle FER il concetto di "filiera" che già ha dato ampie risposte positive alle imprese, nei passati confronti tra sistema produttivo nazionale e input del mercato globale.

Al contempo si evidenziano diversi elementi di debolezza, già esposti in precedenza, soprattutto nella formazione, consistenti nell'assenza di una politica coordinata ed in parte centralizzata che armonizzi e valorizzi la complessità del settore energetico, dando al sistema formativo la capacità di seguire il fenomeno, accompagnandolo, ma anche sostenendolo, con gli adeguati tempi di risposta e con la necessaria qualità della formazione prodotta, anche eventualmente certificata.

Gli elementi problematici che ne emergono sono sintetizzabili come:

1. scarsa diversificazione tematica dell'offerta formativa che vede una forte polarizzazione su alcuni corsi per formare determinate figure professionali[138];
2. modificazione del mercato della formazione, tra tematiche prima non esistenti, tra settori scientifici e tra territori;
3. classificazione della formazione derivante incompleta e non ancora assimilata a livello sociale e operativo;
4. forte interesse e coinvolgimento delle imprese e dei privati nell'azione formativa;
5. forte valenza del contesto territoriale nella velocità e efficacia della penetrazione degli impianti FER, legata alla tecnologia proposta e incentivata.

Nel prossimo futuro, andranno quindi sicuramente analizzate e ottimizzate le seguenti tematiche:

- l'evoluzione della formazione ambientale ed il ruolo dei vari soggetti che realizzano tali interventi;
- la dislocazione geografica delle attività e le caratteristiche salienti dell'offerta realizzata in base alle aree tematiche che polarizzano l'interesse delle attività corsali, ai livelli formativi promossi e alle risorse finanziarie utilizzate;
- le ricadute sull'offerta formativa ambientale delle riforme e delle tendenze in atto nel sistema dell'istruzione e della formazione;
- la qualità dell'offerta formativa nelle sue varie accezioni e proposte;
- il coordinamento della domanda ed offerta formativa, sia sotto il profilo dei fruitori che degli organizzatori;
- la necessità di studiare ed adottare specifici incentivi alla formazione;
- la necessità di inserire le valenze territoriali locali nella incentivazione delle FER, passando da semplici incentivi alla tecnologia ad incentivi basati su indicatori che tengano conto del binomio tecnologia-territorio.

Come è avvenuto per gli indicatori economici prima, ed ambientali poi, tematiche nelle quali si è passati dalle dichiarazioni di principio alla creazione di banche dati ad alta tecnologia, sulla base delle quali si sono potute produrre stime e analisi più realistiche, così oggi, per favorire il processo di innovazione del paradigma energetico, appare necessario accompagnare il fenomeno internazionale di "creazione di nuovi indicatori per la sostenibilità", di cui la presente analisi rappresenta solo alcuni elementi iniziali, sia pure da fonte scientifica di riconosciuta validità.

[138] Rapporto di Ricerca IRES, "Lotta ai cambiamenti climatici, efficienza e fonti rinnovabili: gli investimenti, le ricadute occupazionali e le nuove professionalità", Serena Rugiero, Sandro Notargiovanni, Emidio D'Angelo, Giuseppe Travaglini, 2010, in corso di pubblicazione,
http://www.ires.it/files/Rapp_IRESFONTI%20RINNOVABILI_23mar2010.pdf.

NOTE

Edito dall'ENEA
Unità Comunicazione
Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma
www.enea.it

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu
Copertina: Bruno Giovannetti

Stampa: Varigrafica Alto Lazio (Nepi - Viterbo)

Febbraio 2011