

ENEA

Rapporto
Energia
e Ambiente
2007



ENEA

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

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2007

ANALISI E SCENARI

Luglio 2008



ENTE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,
L'ENERGIA E L'AMBIENTE

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2007

Analisi e scenari

Luglio 2008

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2007
Analisi e scenari

2008 ENEA
Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente

Lungotevere Thaon di Revel, 76
00196 Roma

ISBN 88-8286-165-1

Il Rapporto è stato realizzato da Francesco Gracceva, Carlo Manna e Daniela Palma dell'Ufficio di Presidenza ENEA con il supporto di esperti dei Dipartimenti dell'ENEA.

Il coordinamento scientifico è stato curato da Carlo Manna.

Si ringraziano Angelo Airaghi e Giovanni Battista Zorzoli per la collaborazione fornita.

Indice

Introduzione	5
1 ENERGIA E AMBIENTE I NODI STRUTTURALI	6
1.1 <i>Evidenze del cambiamento climatico</i>	6
1.2 <i>Le dinamiche della domanda di energia</i>	7
1.3 <i>Le dinamiche dell'offerta di energia</i>	9
1.4 <i>L'esplosione dei prezzi del petrolio</i>	11
1.5 <i>Tecnologia e ricerca per rispondere alle sfide dell'energia e del clima</i>	14
2 LE SCELTE ENERGETICHE E AMBIENTALI DELL'UNIONE EUROPEA	17
2.1 <i>La sfida dei cambiamenti climatici</i>	17
2.2 <i>Il meccanismo dell'emission trading</i>	20
2.3 <i>Il ruolo della spesa pubblica in R&S nei settori energetici</i>	20
2.4 <i>Il SET-Plan e lo Sviluppo Sostenibile</i>	23
3 LA DOMANDA E L'OFFERTA DI ENERGIA IN ITALIA	25
3.1 <i>La produzione e gli usi finali dell'energia</i>	25
3.2 <i>L'intensità energetica</i>	27
3.3 <i>L'Italia e gli impegni di Kyoto</i>	29
3.4 <i>Protocollo di Kyoto e ruolo delle Regioni</i>	30
3.5 <i>La questione ambientale e l'accettabilità sociale delle scelte energetiche</i>	33
4 LE OPZIONI PER AFFONTARE LA SFIDA ENERGETICA	34
4.1 <i>L'importanza dell'efficienza energetica</i>	34
4.2 <i>Lo sviluppo delle fonti rinnovabili</i>	39
4.3 <i>Il ruolo del nucleare</i>	40
4.4 <i>Le tecnologie a emissioni zero per l'energia da carbone</i>	44
4.5 <i>Gli effetti dell'accelerazione tecnologica negli scenari di medio e lungo periodo</i>	46
4.6 <i>Schede tecnologie</i>	48
5 TECNOLOGIE PER LE RINNOVABILI: UNA POTENZIALITÀ DI SVILUPPO COMPETITIVO DELL'INDUSTRIA	59
5.1 <i>Un approccio integrato ai problemi dello sviluppo sostenibile</i>	59
5.2 <i>L'Europa e la nuova frontiera competitiva dell'industria delle rinnovabili</i>	61
5.3 <i>Le potenzialità di sviluppo competitivo delle tecnologie per le rinnovabili in Italia</i>	65
APPENDICE: LE ANALISI DI SCENARIO	67
<i>Sviluppo delle tecnologie energetiche e riduzione delle emissioni</i>	67
<i>Scenari di medio e lungo periodo per il sistema energetico</i>	70

Introduzione

Le profonde trasformazioni strutturali in atto da tempo nel mondo hanno reso sempre più stringente la necessità di valutare la sostenibilità dello sviluppo rispetto ad un uso più efficiente delle risorse e al contenimento dell'impatto sul clima terrestre prodotto dalle attività antropiche.

In tale prospettiva, l'attenzione dei governi dei maggiori Paesi industriali si è andata concentrando su azioni di *policy* caratterizzate da una visione dei problemi dello sviluppo, coerente con le logiche del cambiamento tecnologico e con la capacità di queste ultime di interpretare i mutamenti più radicali delle dinamiche produttive.

La risposta dell'Unione Europea alle nuove sfide in campo appare oggi orientata a cogliere le opportunità derivanti dall'investimento in nuove tecnologie, con l'obiettivo di far fronte ai vincoli della dipendenza energetica e della sostenibilità ambientale, ma anche di assicurare la necessaria competitività per la crescita dei propri sistemi economici. Sono queste le linee della strategia che i Paesi europei hanno inteso delineare varando, alla fine del 2007, il SET-Plan, in cui le prospettive di sviluppo delle tecnologie energetico-ambientali (rinnovabili, cattura e stoccaggio della CO₂, biocombustibili e nucleare) sono valutate rispetto a orizzonti temporali differenziati ma anche sulla rispetto alle capacità di risposta dei diversi sistemi industriali.

Nella sua IX edizione, il Rapporto Energia e Ambiente dell'ENEA sottolinea come alle questioni dell'approvvigionamento, della sicurezza, del costo dell'energia, si possa rispondere efficacemente rendendo più equilibrato l'apporto delle diverse fonti, mentre alle sfide del cambiamento climatico e dell'espansione dei consumi, sia necessario rispondere non solo con l'efficienza energetica e con la promozione delle energie a emissione zero, ma soprattutto con l'accelerazione del cambiamento tecnologico.

La dimensione e la qualità dell'investimento per la Ricerca e lo Sviluppo sono le condizioni perché la tecnologia progredisca e l'innovazione si affermi. L'industria nazionale e il sistema pubblico e privato della ricerca sono chiamati in quest'ottica ad un importante impegno, che, alla tante volte affermata ma spesso generica volontà di investire nella ricerca sostituisca investimenti concreti in questo settore, per il quale le indicazioni europee sono chiare e pressanti.

Il Rapporto prende atto della centralità che il rilancio tecnologico-industriale sta rivestendo in Europa nelle politiche per la sostenibilità e cerca di individuare, per l'Italia, le possibili opzioni tecnologiche nel medio e lungo periodo, includendo tra queste anche quelle relative al nucleare, a seguito della espressa volontà del Governo Italiano di tornare a fare ricorso a questa fonte.

In Europa sono già evidenti ricadute positive sulla competitività industriale e aumenti significativi dell'occupazione derivanti dallo sviluppo di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Al contrario, nel nostro Paese, non sono ancora consolidate le condizioni per un decollo in questo settore. La convinzione che viene espressa nel Rapporto è che si creino le condizioni per inserirci in questo processo, dando così una risposta sia alla domanda di energia che alla questione della competitività-paese.

Luigi Paganetto
Presidente ENEA

1 ENERGIA E AMBIENTE I NODI STRUTTURALI

1.1 Evidenze del cambiamento climatico

Il 2007 ha visto l'affermazione nelle cronache quotidiane di una grande attenzione alle problematiche del cambiamento climatico che hanno interessato e coinvolto in modo diffuso anche l'opinione pubblica non specialistica e i non addetti ai lavori. Il dibattito ha visto una forte convergenza nell'individuare le attività umane come causa principale delle perturbazioni del sistema climatico.

Anche istituzioni e governi, come quello britannico con la "Stern Review", hanno espresso preoccupazione e sollecitato interventi tempestivi per la riduzione sostanziale delle emissioni in atmosfera dei gas climalteranti.

L'ultimo G8 in Giappone ha dedicato ai cambiamenti climatici la massima attenzione. Il punto su cui si è trovato l'accordo a Hokkaido è il taglio del 50% delle emissioni di gas serra entro il 2050. Anche se l'impegno è generico e lontano nel tempo, rappresenta di fatto un'accettazione e un riavvicinamento agli scenari del Comitato Intergovernativo sul Cambiamento Climatico (IPCC). La partecipazione delle otto maggiori economie emergenti (Cina, India, Messico, Brasile, Sud Africa, Australia, Indonesia, Corea) ne ha rafforzato i risultati mettendo in evidenza i rapporti tra cambiamento climatico, problemi energetici e alimentari.

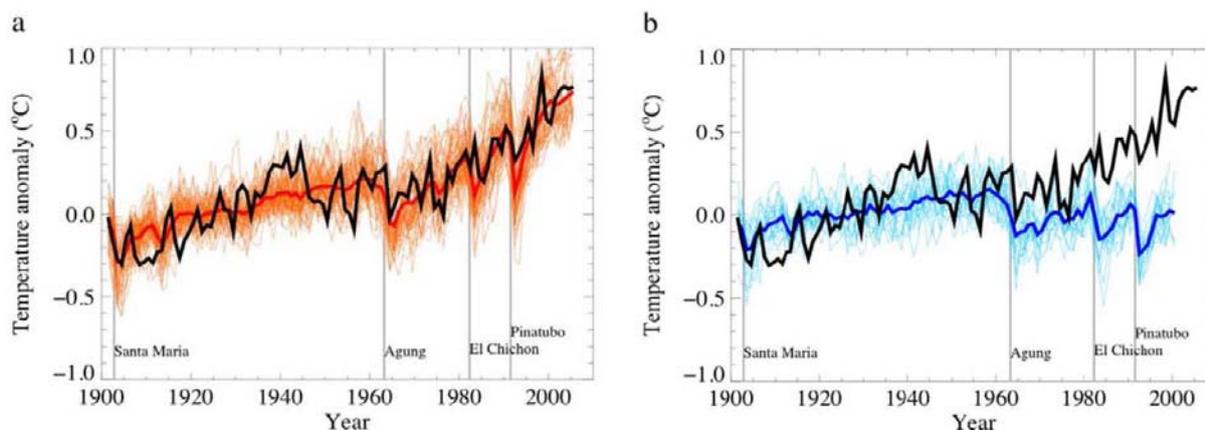
Secondo l'IPCC a parità di radiazione solare incidente, l'aumento delle emissioni di gas serra e degli aerosol in atmosfera, e l'alterazione delle caratteristiche della superficie terrestre causate dalle attività umane, stanno modificando il bilancio energetico del sistema climatico.

A questo riguardo, dalle conclusioni del 4° Rapporto di valutazione pubblicato dall'IPCC nel 2007, si deduce che:

- la concentrazione globale in atmosfera dei gas serra - anidride carbonica (CO₂), metano e ossido di azoto tra i principali - è notevolmente aumentata dal 1750 e attualmente supera del 35% i valori pre-industriali ;
- cresce l'evidenza riguardo all'effetto determinato dal fattore umano sulle cause del riscaldamento globale;
- il riscaldamento del sistema climatico è inequivocabile, come si evince dalle osservazioni delle temperature globali dell'aria e delle temperature degli oceani, dello scioglimento diffuso di neve e ghiaccio e dell'innalzamento globale del livello del mare;
- il più recente trend lineare per 100 anni (1906-2005) è di 0,74 °C/secolo. Il trend di riscaldamento lineare degli ultimi 50 anni (0,13 °C per decade) è quasi il doppio di quello globale degli ultimi 100 anni;
- il livello medio globale dei mari è cresciuto ad un tasso medio di 1,8 mm per anno dal 1961 al 2003. Il tasso di crescita è stato più veloce durante il periodo 1993-2003, con circa 3,1 mm/anno;
- cresce l'evidenza della progressiva riduzione dell'estensione di ghiaccio del Polo Nord e delle sue cause. L'immissione di acqua dolce proveniente dallo scioglimento dei ghiacciai comporta un indebolimento dei complessi meccanismi che sono alla base del trasporto del calore attraverso le correnti marine dall'Equatore alle alte latitudini.

Nel Rapporto l'IPCC presenta, inoltre, scenari delle temperature medie dell'atmosfera terrestre costruiti sulla base di complesse simulazioni numeriche; viene, inoltre, sottolineato che se anche le concentrazioni di gas ad effetto serra si stabilizzassero, il riscaldamento antropogenico e l'innalzamento del livello del mare continuerebbero per molte decine di anni a causa delle scale temporali associate ai processi climatici e ai feedback.

Figura 1 - Correlazione esistente tra i risultati dei modelli e le osservazioni sperimentali delle anomalie di temperatura nell'ultimo secolo



Fonte: IPCC 2007 - AR4 Technical Summary

I grafici riportati in figura 1 evidenziano la correlazione esistente tra i risultati dei modelli e le osservazioni sperimentali delle anomalie di temperatura nell'ultimo secolo; in particolare:

- Il grafico (a) mette a confronto le diverse simulazioni numeriche (la media delle quali è rappresentata in rosso), in cui si tengono in considerazione sia l'effetto antropico che la variabilità naturale, inclusi gli eventi vulcanici, con le osservazioni sperimentali (in nero): la figura dimostra che i modelli numerici sono degli strumenti attendibili ed efficaci per rappresentare la variabilità climatica del passato ed in particolare degli ultimi 100 anni.
- Il grafico (b) mette a confronto le osservazioni (la media delle quali è rappresentata in nero) con le simulazioni numeriche (linee azzurre), relativi sempre all'ultimo secolo, in cui, questa volta, non sono state prese in considerazioni le attività antropiche: dalla differenza tra i due grafici si può evincere che se non ci fosse stata attività industriale nell'ultimo secolo, le temperature medie dell'atmosfera terrestre sarebbero state più basse di circa un grado.

1.2 Le dinamiche della domanda di energia

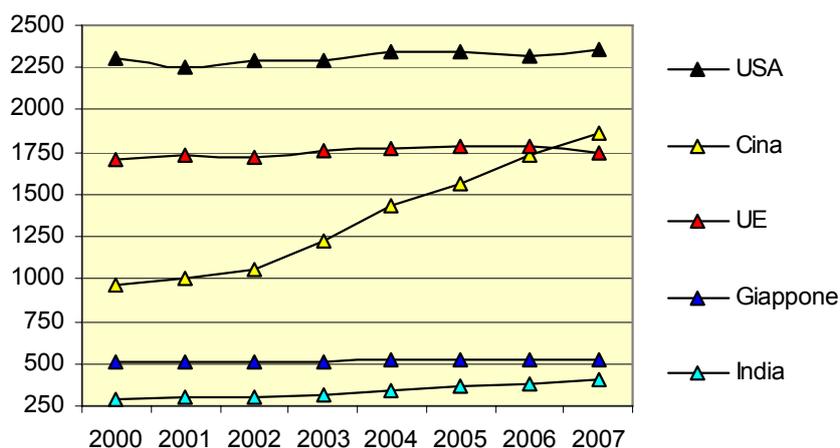
La domanda di energia cresce nel mondo ad un ritmo elevato, soprattutto per il contributo dei paesi asiatici. La ripartizione geografica dei consumi mondiali mostra un sempre minor peso relativo dei consumi in aree come il Nord America (Canada e Stati Uniti) e l'Europa (inclusa la Russia), a fronte di una crescita assoluta e relativa di tutte le altre aree e in particolare dell'Asia.

Tale fenomeno è la conseguenza di differenti dinamiche di crescita: molto più elevata della media nelle aree emergenti in Asia, e molto più contenuta nelle zone già industrializzate in Europa e Nord America.

Uno dei risultati di questa situazione è l'accelerarsi del processo, già evidenziatosi nel corso degli ultimi anni, di progressiva perdita di peso delle aree di più antica industrializzazione sul totale dei consumi energetici mondiali. Secondo i dati BP, l'area OCSE rappresenta nel 2007 oltre la metà dei consumi mondiali ma la sola Cina, che nel 2007 ha quasi raddoppiato i consumi del 2000, ha ormai superato i consumi totali dell'UE e si avvia a superare gli Stati Uniti nei prossimi anni.

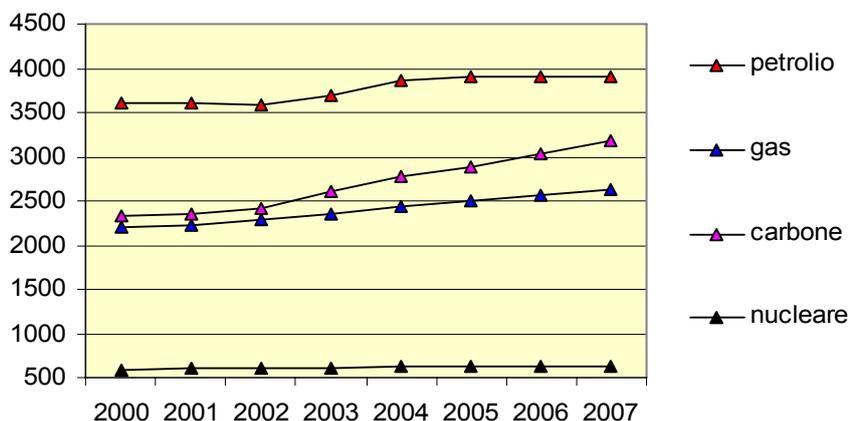
L'India, invece, con una popolazione di poco inferiore a quella cinese, rappresenta ancora solo il 3,6% dei consumi mondiali con consumi che nel 2007 sono cresciuti del 37% rispetto al 2000. Praticamente costanti dal 2000 i consumi del Giappone (figura 2).

Figura 2 – Consumi mondiali di energia primaria 2000-2007 (Mtoe)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy - June 2008 (database)

Figura 3 – Andamento dei consumi mondiali per fonte fossile 2000-2007 (Mtoe)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy - June 2008 (database)

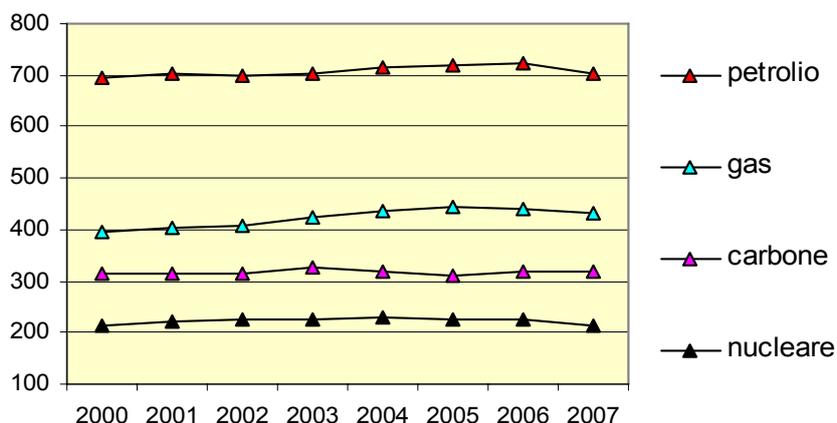
L'andamento dei consumi per fonti, fra il 2006 ed il 2007, registra un aumento dell'utilizzo di tutte le fonti energetiche considerate salvo l'energia nucleare il cui consumo cala del 2% a livello mondiale per effetto di riduzioni in Europa, Asia ed America Latina (figura 3).

Cresce in particolare l'uso del carbone (4,5% a livello mondiale e 8% in Cina) e l'uso del gas (3,1% a livello mondiale) con punte di crescita in Asia e Africa. Quanto ai consumi di petrolio, la progressione è dell'1,1%: questo è il risultato di un andamento negativo in Europa e quasi stazionario in Nord America, combinato con una crescita significativa in America Latina, Medio Oriente ed Africa, ed una domanda ancora robusta in Asia.

Nella composizione dei consumi per fonti prosegue la tendenza ad una riduzione del peso del petrolio sul totale, compensato da un incremento della quota di gas e carbone. Nella generazione elettrica queste due fonti rimpiazzano progressivamente il petrolio il cui uso si concentra sempre più nelle attività di trasporto o come materia prima nelle produzioni chimiche e petrolchimiche.

Come si vede in figura 4 la diminuzione dei consumi è particolarmente evidente nei paesi dell'UE e incide in particolare su gas e petrolio.

Figura 4 – Andamento dei consumi dei paesi dell'UE per fonte fossile 2000-2007 (Mtoe)



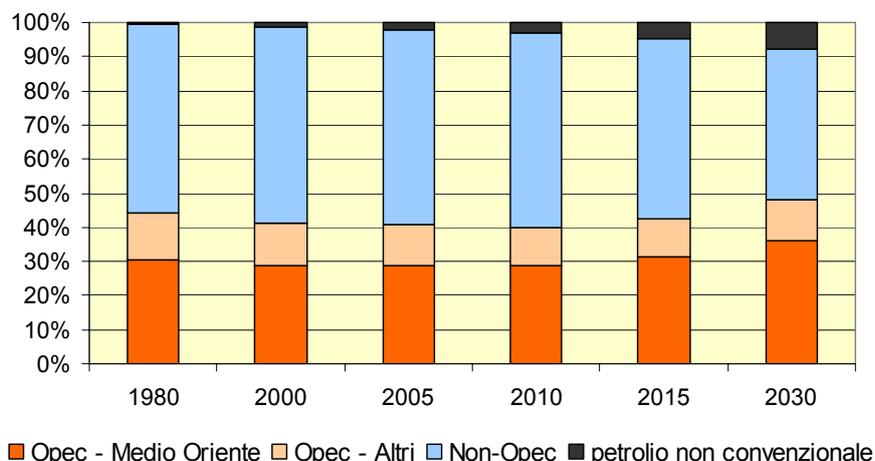
Fonte: BP Statistical Review of World Energy - June 2008 (database)

1.3 Le dinamiche dell'offerta di energia

Se complessivamente i consumi e la disponibilità totale di energia negli ultimi anni hanno continuato a crescere, diverse sono state le tendenze delle singole fonti. Pur trattandosi di quantità finite ed esauribili, la disponibilità accertata di risorse di gas e petrolio nel sottosuolo a livello mondiale è tale da poter coprire la domanda ancora per qualche decennio. Lo sfruttamento di riserve esistenti, al momento ritenute non economiche, dipenderà dall'andamento dei prezzi, dalle aspettative degli operatori sull'andamento degli stessi e dallo sviluppo di tecniche di estrazione più evolute. La materiale accessibilità di molte di queste risorse è ostacolata da problemi di natura geopolitica. Oltre il 56% delle riserve accertate di petrolio è concentrato in Medio Oriente, mentre, Russia e Medio Oriente soddisfano circa il 40% del fabbisogno mondiale di gas naturale e nel lungo termine crescerà la dipendenza dei Paesi consumatori da quelle aree (figura 5).

Il crescente ruolo delle società petrolifere nazionali limita oggettivamente l'accesso alle risorse delle compagnie private e riduce la possibilità di sfruttamento ottimale delle risorse esistenti. In particolare, la propensione ad investire in nuove prospezioni trova un limite nella convenienza determinata dagli andamenti del mercato di vendere la produzione disponibile a prezzi sempre più elevati per via della spinta esercitata dalla domanda crescente.

Figura 5 - Produzione di petrolio per area: dati storici e previsioni (dati percentuali)



Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE, World Energy Outlook 2006

Per il *carbone* si registra, invece, un rapido adeguamento della produzione a fronte dell'incremento della domanda mondiale attribuibile essenzialmente all'impulso della produzione termoelettrica cinese e degli altri Paesi dell'Asia. La crescita dei consumi con ritmi più contenuti coinvolge tutte le altre aree geopolitiche con l'eccezione dell'Europa dove i consumi e la produzione si contraggono.

Le riserve provate di petrolio sono lievemente diminuite nel 2007 rispetto all'anno precedente. Oltre il 60% di queste riserve si concentra in Medio Oriente mentre la quota in mano ai paesi dell'OPEC supera il 75%.

Il rapporto riserve su produzione annua è relativamente stabile intorno a 40 anni; tuttavia, le dimensioni dei nuovi giacimenti sono da diversi anni in continua diminuzione e insistono su zone sempre più inaccessibili (a grandi profondità anche sotto il fondo del mare, o sotto grossi strati di ghiaccio) e sono dunque tecnicamente più difficili da sviluppare. Ciò ha fatto sì che i costi per svilupparli e portarli a produzione siano più che raddoppiati dal 2000.

La *produzione di petrolio* ha rallentato la sua crescita già dal 2005 e ha fatto segnare nel 2007 una riduzione della produzione giornaliera di 126.000 barili di petrolio rispetto al 2006, pari a due decimi di punto percentuale, dovuta alle variazioni negative nella produzione di quasi tutte le maggiori regioni produttrici, attenuata dalla crescita della produzione russa e, nei paesi ex-URSS, della zona del Mar Caspio.

Se per i paesi dell'OPEC la riduzione è dovuta ai tagli operati a novembre 2006 e febbraio 2007 da dieci membri del cartello, in altri, come i paesi produttori in seno all'OCSE (fra cui alcuni membri dell'UE) e fra molti dei paesi produttori non-OPEC, la produzione è in declino da qualche tempo per il progressivo esaurirsi di molti giacimenti a cui non è corrisposta tempestivamente una nuova disponibilità. Il discorso vale per Stati Uniti, Argentina, Venezuela, Norvegia, Regno Unito, Siria, Gabon, Indonesia, per non menzionare che i maggiori, mentre l'incremento della produzione di Russia, Azerbaijan, Angola ed Iraq ha in parte colmato queste riduzioni ma non ha impedito che il mercato restasse teso durante tutto il 2007.

Esiste inoltre uno scarto crescente fra il tipo di petrolio richiesto dal mercato e quello di fatto prodotto dai giacimenti attualmente in produzione. La quantità disponibile sul mercato di petroli leggeri (tipo Brent) - preferiti dalle raffinerie per la loro più elevata resa in benzine e gasoli - è limitata e tende a ridursi mentre esiste maggiore disponibilità di greggi medi o pesanti, più difficili da lavorare se non in raffinerie più complesse e sofisticate, che producono prevalentemente oli combustibili da riscaldamento, di cui al momento esiste sovrapproduzione.

Tale situazione spiega in parte la resistenza di paesi come l'Arabia Saudita o l'Iran ad aumentare la propria offerta, in ragione della difficoltà a vendere la gran parte dei greggi pesanti che costituiscono una parte cospicua della loro produzione.

La *produzione di gas naturale* è cresciuta di pochi punti percentuali nel 2007, ma la crescita è avvenuta principalmente in Medio Oriente (Qatar), in Africa e in Cina, mentre declina irrimediabilmente la produzione nell'Unione Europea (Olanda, Regno Unito) che diviene sempre più dipendente dalle importazioni Russe o da altri Paesi dell'ex Unione Sovietica. Le riserve di gas, principalmente situate in Medio Oriente ed in Russia, sono cresciute molto poco negli ultimi anni facendo scendere il rapporto riserve/produzione a 61 anni rispetto ai 68 anni nel 2000.

La *produzione di carbone* è cresciuta negli ultimi anni in Cina e in India mentre nell'Unione Europea la produzione continua a contrarsi di oltre il 2% l'anno. Le riserve - collocate in quote equivalenti in tre aree: Nord America; Europa e Paesi ex URSS; Asia - ammontavano a fine 2007 a 847,5 Miliardi di tonnellate, sufficienti a coprire per 133 anni la produzione del 2007.

La *produzione di energia nucleare* è diminuita del 2% nel 2007 dopo un incremento dell'1,3% dell'anno precedente. In totale nel 2007 sono stati prodotti 2748,9 TWh, di cui circa l'83,7% nei Paesi OCSE. La produzione nell'Unione Europea rappresenta circa il 40% del totale mondiale ma è diminuita negli ultimi due anni del 6,4% complessivamente. La produzione ha continuato a crescere nei Paesi non OCSE.

La *produzione di energia da fonti rinnovabili* è cresciuta complessivamente del 4,7% nel 2006 e copre, nello stesso anno, il 18,6% della produzione elettrica: l'idroelettrico, che rappresenta

nel 2006 l'89% del totale delle rinnovabili, è cresciuto del 4% rispetto al 2005. Percentualmente, pur rimanendo su valori ancora bassi, sono cresciute in misura molto maggiore le nuove fonti rinnovabili; nel corso del decennio 1996-2006 l'eolico cresce infatti di 11 volte e il solare di 6 volte.

1.4 L'esplosione dei prezzi del petrolio

Il picco raggiunto dai prezzi del petrolio nel 1980 pari, in dollari di oggi, a oltre 90 US\$/barile (vedi figura 6), è stato abbondantemente superato dagli inizi del 2008 per arrivare a superare i 140 US\$ nel giugno 2008.

Diversamente dagli anni 70, ci si trova attualmente di fronte ad una situazione provocata più da una crescita imprevista della domanda che da uno o più shock dal lato dell'offerta e lo testimonia la gradualità dell'ascesa dei prezzi. Ma è evidente che alcuni fattori hanno giocato pesantemente sul lato dell'offerta impedendo che il suo adeguamento alla domanda si facesse con la necessaria rapidità.

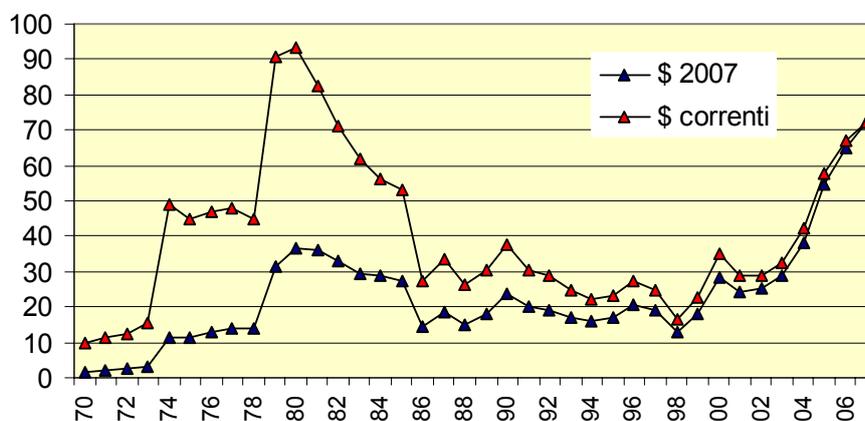
Alcuni analisti sostengono che gran parte dell'ascesa recente dei prezzi del petrolio sia stata spinta da fattori speculativi: la disponibilità di liquidità di investitori che speculano sui "Commodity Index Futures" e in particolare su quelli energetici per proteggersi contro l'inflazione e contro la debolezza del dollaro starebbe, infatti, spingendo in alto i prezzi del petrolio.

A queste accuse di speculazione si sono uniti da tempo i paesi OPEC che le usano per stornare l'accusa a loro rivolta di ridurre eccessivamente l'offerta per tenere alto il prezzo. L'OPEC, infatti, sostiene che il mercato del petrolio è ben rifornito, che non c'è alcuna carenza tanto che loro stessi non riescono a vendere tutto il prodotto.

La Commissione Statunitense sugli Scambi di Mercati Futures (US CFTC) non ritiene che la speculazione sul petrolio sia la causa dei livelli attuali del suo prezzo; sembrerebbe piuttosto che sia stato l'aumento dei prezzi del petrolio ad attirare gli investimenti. In ogni caso gli speculatori non sono interessati ad acquistare quantità fisiche di petrolio, né ci sono segnali che accumulino degli stocks per rivenderli più tardi, ma alla maturazione ogni contratto viene "chiuso" con una parte che riceve una fornitura fisica di petrolio ed un'altra che la consegna. Dunque, la speculazione non potrebbe portare ad uno scostamento dei prezzi del petrolio che sono principalmente determinati dai cosiddetti "fondamentali", cioè dalle condizioni della domanda e dell'offerta presenti e dalle attese sulle condizioni future della domanda e dell'offerta, non dalla speculazione: se questa gioca effettivamente un ruolo esso è quindi abbastanza limitato come risulta dalla figura 7.

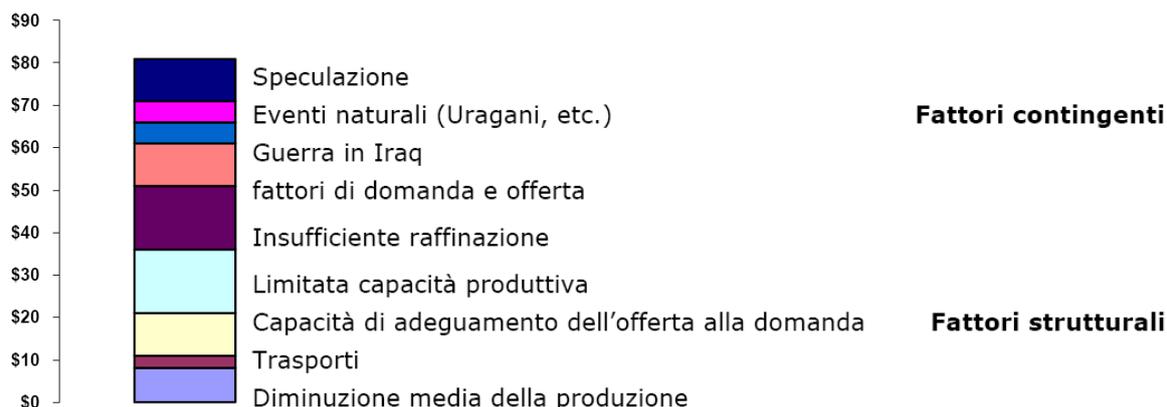
Questa analisi è confermata da autorevoli studi recenti, come quello di Sarah Emerson. In figura 7 è riportato il risultato di uno di questi studi che evidenzia come sia imputabile alla speculazione solo il 12-13% del prezzo del petrolio.

Figura 6 – Prezzi del greggio 1970-2007 (US\$)



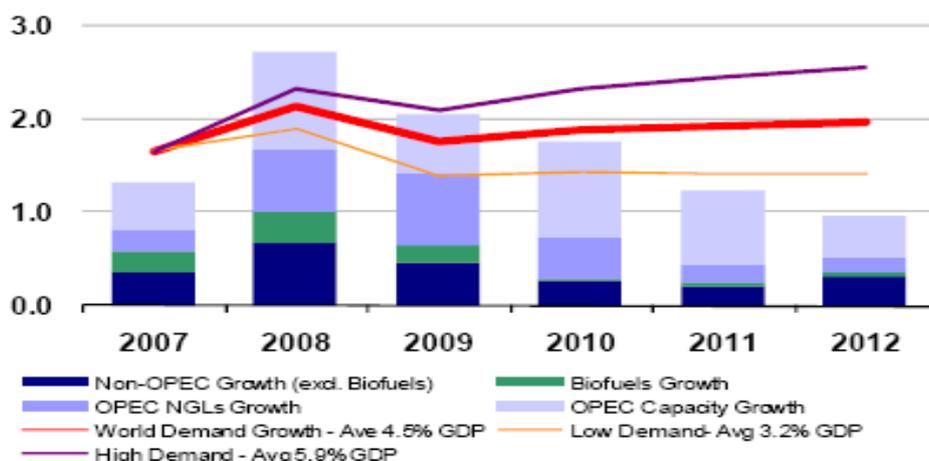
Fonte: BP Statistical Review of World Energy - June 2008 (database)

Figura 7 – Fattori che incidono sull'aumento dei prezzi del petrolio



Fonte: Sarah A. Emerson, 2008

Figura 8 – Andamento di rapporto domanda-offerta di petrolio nel medio termine (milioni di barili di petrolio)



Fonte: IEA Medium-term oil market report, 2007

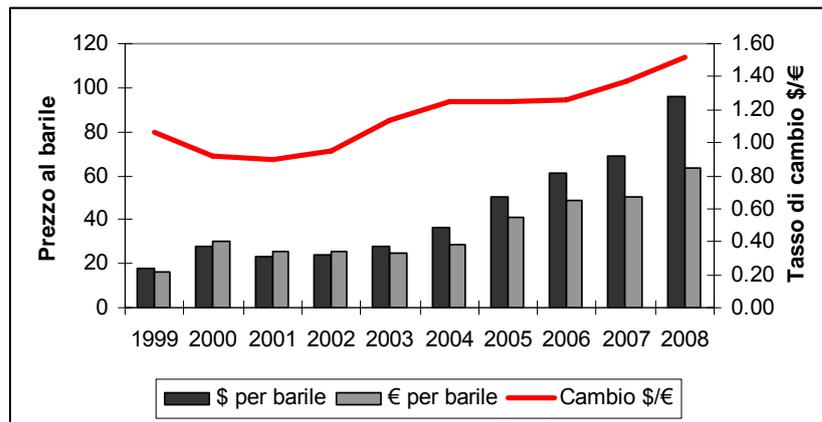
Nella figura 8 viene sottolineato, in particolare, il ruolo che ha il rapporto domanda-offerta tra i fattori che sostengono il livello del prezzo del petrolio nel medio termine.

Un altro elemento da tenere in considerazione nell'analizzare l'evoluzione del prezzo del greggio è l'effetto dell'apprezzamento dell'Euro sul Dollaro (a maggio 2008 il tasso di cambio \$/€ si è assestato intorno alla quota di 1,5 contro lo 0,9 del 2000) che spinge i paesi produttori a mantenere elevato il prezzo del barile per compensare la crescente svalutazione della moneta americana e per non compromettere la stabilità macroeconomica interna.

L'analisi del prezzo nominale mostra che a partire dall'inizio di quest'anno l'aumento del prezzo del petrolio espresso in euro è stato del 26% contro il 40% di quello espresso in dollari (figura 9).

Si è già fatto cenno alla forza della domanda e allo spostamento del suo centro motore dai paesi sviluppati a quelli in via di sviluppo (soprattutto l'Asia, ma anche, e in misura rilevante, il Medio Oriente). La rapida crescita dell'economia mondiale e di alcune regioni ha portato con sé in un primo momento un'accresciuta domanda in particolare di energia e materie prime: si noti che la sola domanda cinese di petrolio è quasi raddoppiata nel periodo 2000-2007.

Figura 9 - Confronto del prezzo al barile espresso in dollari e euro



Fonte: Elaborazione ENEA su dati di fonte varia

In un secondo tempo la crescita dei redditi nelle aree in rapido sviluppo ha portato anche un incremento della domanda di beni di consumo e di servizi: di qui tassi di crescita della domanda energetica dell'8-10% come quelli cinesi degli ultimi 3-4 anni. Dal lato dell'offerta, proprio mentre la domanda asiatica cresceva più vigorosamente si sono accentuate le tensioni geopolitiche e si è verificata una serie di shock di non lieve entità che hanno determinato significative riduzioni della produzione giornaliera di petrolio, solo in parte rimpiazzate dall'aumento della produzione dell'Arabia Saudita (e di altri produttori OPEC), o della Russia.

Tutti questi eventi (o aspettative pessimistiche rispetto ai loro sviluppi futuri) sono sempre stati seguiti da incrementi dei prezzi. Anche le recenti dichiarazioni del governo Saudita sulla sua disponibilità ad aumentare la produzione di qualche centinaio di migliaia di barili al giorno (di greggio pesante) e sulla prossima entrata in produzione di un nuovo giacimento di petrolio (di migliore qualità) non sono riuscite a convincere del tutto i mercati petroliferi.

In prospettiva, l'ulteriore produzione saudita sarà appena sufficiente a coprire il fabbisogno che la sola Cina avrà nel giro di pochi anni. E per molti operatori esiste oramai un'altra incognita che pesa sulle aspettative future: quella che riguarda le reali consistenze delle riserve esistenti in paesi come l'Arabia Saudita, l'Iran o l'Iraq, data l'impossibilità per il mercato di verificare i dati da essi dichiarati.

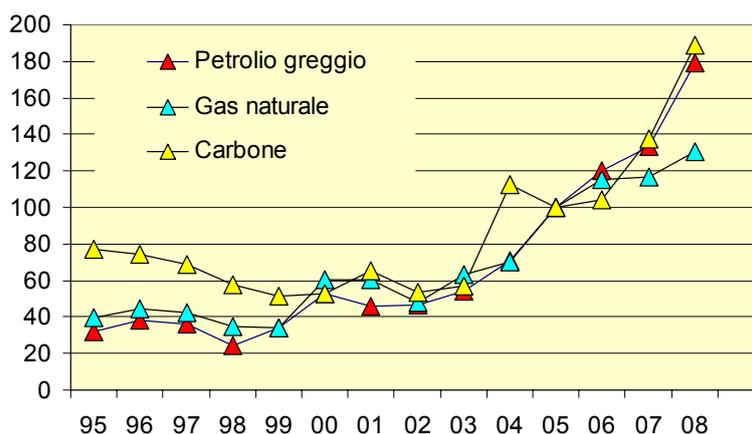
Visto che le riserve dichiarate sono rimaste pressoché immutate da parecchi anni e che si è a conoscenza di ben pochi nuovi giacimenti scoperti in medio Oriente, ci si domanda se quei dati non siano in realtà più determinati da decisioni sulle quote di produzione che il riflesso accurato di realtà geologiche. Molte zone di produzione, alcune molto più "giovani", al di fuori dell'OPEC, si trovano in una fase di declino produttivo, e anche per questo i dubbi sulla prossimità di un "picco della produzione petrolifera" sorgono e si concretizzano in aspettative di scarsità future e di prezzi elevati.

In conclusione, pur detraendo dall'attuale prezzo del petrolio la parte determinata da fattori contingenti, si può ritenere che si è raggiunta una nuova "piattaforma minima" del prezzo del petrolio intorno agli 80-90 \$ al barile, che livella la situazione attuale con quella degli anni 76-79, tant'è che cominciano a manifestarsi preoccupanti fenomeni di "stagflazione". Essi richiedono la massima attenzione. Un impegno sulle questioni energetiche che dia seguito operativo agli impegni assunti dal G8 di luglio è essenziale.

I prezzi delle altre fonti energetiche

Come è noto l'andamento dei prezzi delle altre fonti energetiche fossili ha mostrato una certa sincronia con quello del petrolio. Per quanto riguarda il prezzo del gas, in molti contratti esso è indicizzato a quello del petrolio mentre il prezzo del GNL resta mediamente superiore a quello del gas consegnato via gasdotto.

Figura 10 – Indici di prezzo dei principali combustibili fossili 1992-2008 (indice 100 = 2005)



Fonte: IMF World Economic Outlook 2008 database

Dato che il gas ed il carbone competono sia sul mercato della generazione elettrica che nell'industria, il prezzo del carbone segue generalmente quello del gas anche se con qualche ritardo. Nell'Unione Europea, tuttavia, da quando in quei due mercati è stato introdotto l'European Emission Trading Scheme, la domanda ed il prezzo del carbone reagiscono anche al prezzo delle quote di emissione.

L'andamento crescente dei prezzi si riflette in modo diretto sui costi sia delle famiglie che delle imprese. Secondo i dati Eurostat, l'indice del prezzo medio dell'elettricità per le famiglie dell'UE-15, posto uguale a 100 quello del 1996, è stato nel 2007 pari a 110; oltretutto in risalita rispetto all'indice 98 del 2000. Gli utilizzatori industriali (con valori dell'indice 121) hanno sostenuto costi ancor più elevati. L'indice del prezzo medio del gas per i consumatori domestici dell'UE a 15, posto uguale a 100 quello del 1996, è stato nel 2007 pari a 183: molto superiore all'indice 109 del 2000 ed anche al valore 133 del 2005. Sono stati particolarmente penalizzati gli utilizzatori industriali di gas naturale (con valori dell'indice per l'UE a 15 pari a 253 nel 2007); l'incremento dei prezzi del gas è stato particolarmente marcato in alcuni Paesi (Gran Bretagna, Germania e Italia).

1.5 Tecnologia e ricerca per rispondere alle sfide dell'energia e del clima

Nel quadro di un'offerta complessiva che stenta ad adeguarsi alla domanda di energia, il Rapporto 2008 dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) sulle prospettive delle tecnologie al 2050, nel prendere atto della continua crescita delle emissioni di gas serra stima, nello scenario di Base (del tipo "business as usual"), entro il 2050, un incremento del 70% della domanda di petrolio e del 130% delle emissioni di CO₂. Questo, naturalmente, in assenza di modificazioni delle politiche attualmente vigenti e senza particolari restrizioni per gli approvvigionamenti delle risorse. Secondo quanto indicato dal Comitato Intergovernativo sul Cambiamento Climatico (IPCC), una crescita di tale portata delle emissioni di CO₂ potrebbe innalzare la media delle temperature mondiali di 6 °C, o forse più, con modificazioni rilevanti su tutti gli aspetti della vita e conseguenze irreversibili sull'ambiente.

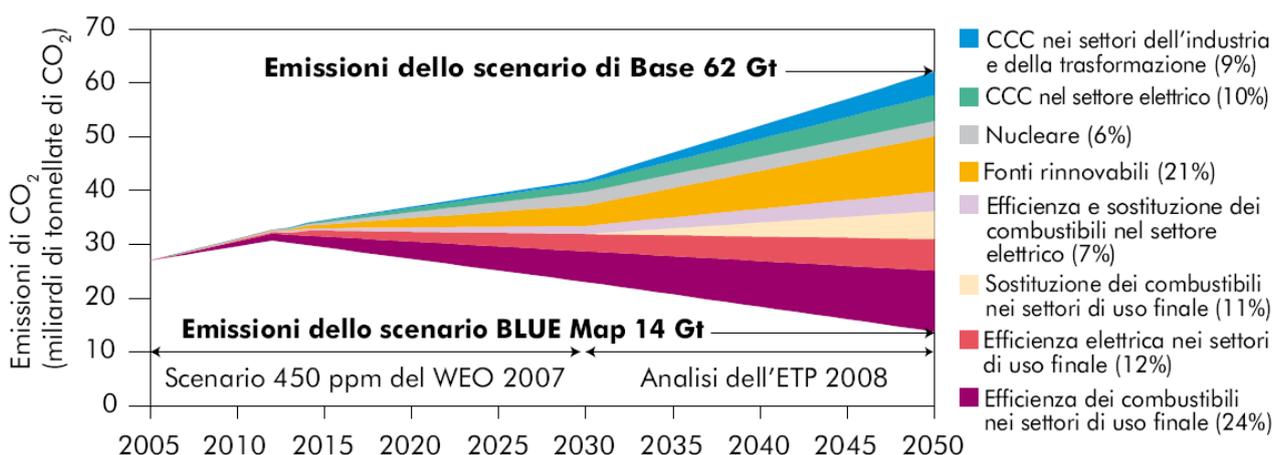
Deriva da qui, secondo l'AIE, la necessità di una vera e propria rivoluzione nel modo di produrre e consumare l'energia a livello mondiale che implichi il netto miglioramento dell'efficienza energetica, lo sviluppo delle tecnologie per le fonti rinnovabili, l'energia nucleare e la cattura e confinamento della CO₂ e lo sviluppo di un sistema di trasporti a zero emissioni di carbonio. Nel suo rapporto l'AIE presenta un'analisi approfondita della situazione attuale e futura delle tecnologie esistenti ed avanzate per un'energia pulita, illustrando anche, con un'analisi basata su differenti scenari, come un mix di queste tecnologie possa fare la differenza introducendo il concetto di "accelerazione tecnologica". Nel rapporto sono presentati diversi gruppi di scenari. Gli "Scenari ACT" mostrano come le emissioni di CO₂ mondiali possono essere riportate, nel 2050, ai livelli attuali.

Ancora più spinti sono gli "Scenari BLUE" che hanno come obiettivo una riduzione del 50% delle emissioni di CO₂ nel medesimo arco temporale. Nella figura 11 sono indicate le emissioni di CO₂ nello scenario base e negli scenari di accelerazione tecnologica con riferimento alle percentuali di riduzione delle emissioni che corrispondono alle tecnologie adottate.

La figura 12, in cui sono sintetizzati i risultati dell'analisi dell'AIE, mostra come sia l'efficienza energetica, nelle diverse forme indicate, la voce che più incide nella riduzione delle emissioni (43%), seguita dalle rinnovabili (21%), dalla generazione con cattura e confinamento della CO₂ (19%, indicata come CCC in figura 11), dalla sostituzione di combustibili nei settori di uso finale (11%) e dal nucleare (6%).

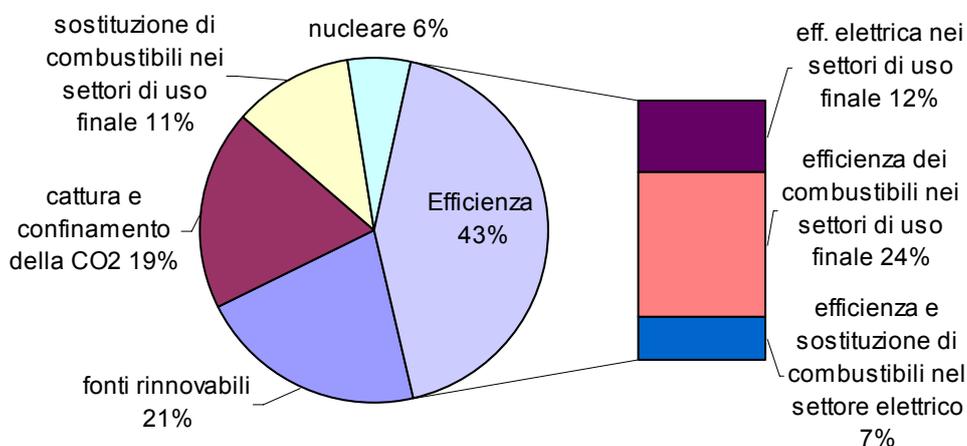
In conclusione si afferma nel rapporto che ricorrendo a tecnologie che già esistono, o che sono in una fase di sviluppo avanzato - scenario ACT Map -, le emissioni mondiali di CO₂ raggiungono il loro picco tra il 2020 e il 2030 per essere poi riportate ai livelli attuali entro il 2050. Più impegnativo è il compito di ridurre le emissioni di CO₂ al 2050 del 50% rispetto ai livelli attuali. Lo scenario BLUE, che fa riferimento questo obiettivo, presuppone un netto cambio di direzione in tempi molto brevi. I costi non solo sono sostanzialmente più elevati, ma anche molto più incerti, perché si ipotizza la diffusione di tecnologie ancora in fase di sviluppo, il cui progresso e successo finale sono difficili da prevedere. Mentre gli scenari ACT richiedono un forte impegno, gli scenari BLUE richiedono una messa in atto urgente di politiche nuove e lungimiranti per il settore energetico, mai adottate sino ad ora.

Figura 11 – Emissioni di CO₂ al 2050 secondo lo scenario base e gli scenari di accelerazione tecnologica



Fonte: Energy Technology Perspectives, IEA 2008

Figura 12 – Incidenza percentuale delle tecnologie nella riduzione delle emissioni serra al 2050

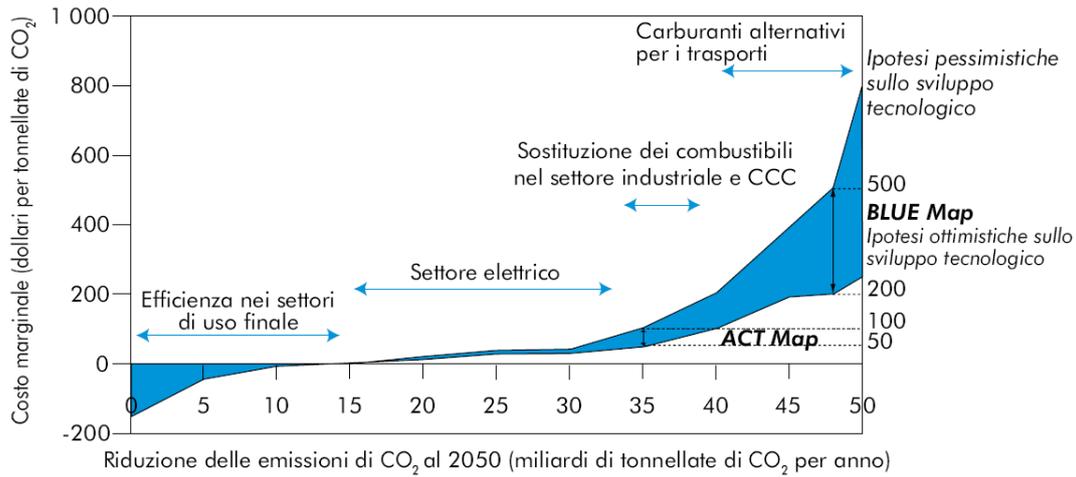


Fonte: Elaborazione ENEA da Energy Technology Perspectives, IEA 2008

La figura 13 mostra come il costo marginale per l'abbattimento della CO₂ al 2050 aumenti con l'incremento dell'obiettivo di riduzione dallo scenario ACT Map fino a raggiungere i più alti livelli del BLUE Map in funzione delle tecnologie adottate (da quelle per l'efficienza energetica negli usi finali ai carburanti alternativi per i trasporti).

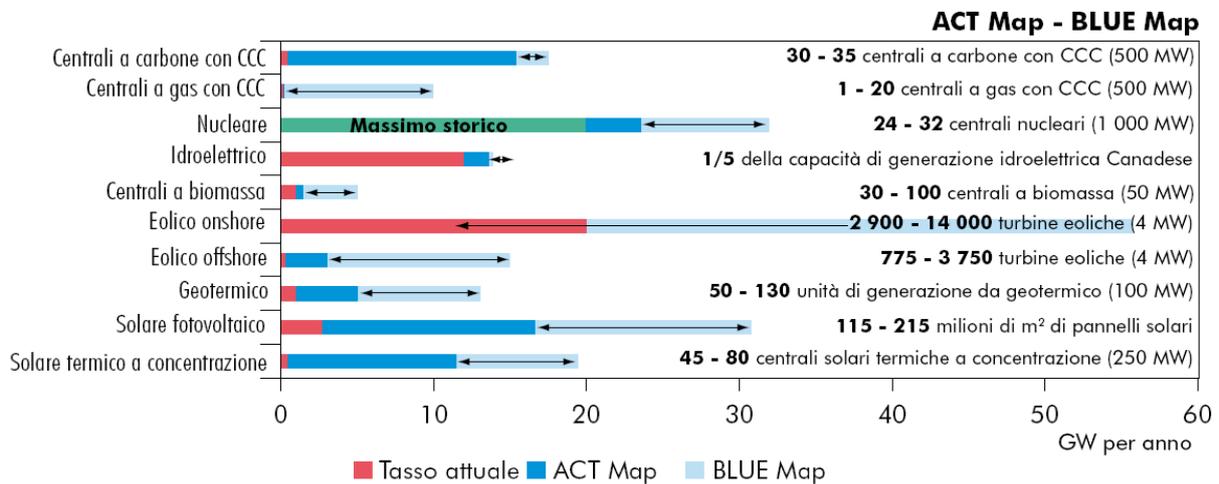
In figura 14 sono indicate le tecnologie di generazione di energia adottate, in corrispondenza dei due scenari ACT Map e BLUE Map, con i relativi apporti di nuova capacità per anno.

Figura 13 – Costo marginale della riduzione di emissioni in funzione delle quantità evitate e delle tecnologie adottate



Fonte: Energy Technology Perspectives, IEA 2008

Figura 14 – Tecnologie previste degli scenari di accelerazione tecnologica e relativa potenza installata (GW per anno)



Fonte: Energy Technology Perspectives, IEA 2008

2 LE SCELTE ENERGETICHE E AMBIENTALI DELL'UNIONE EUROPEA

L'Unione Europea si è data l'obiettivo di affrontare i problemi dell'energia, sia sotto il profilo della sostenibilità e dell'emissione di gas serra che della sicurezza degli approvvigionamenti e della dipendenza energetica, accrescendo allo stesso tempo la sua competitività attraverso la realizzazione di un "vero" mercato interno dell'energia. La strada maestra per mettere insieme queste esigenze così differenti è per la Commissione quella dell'investimento nelle nuove tecnologie a "emissione zero".

A giudizio del Commissario Pielbgas un impegno "forte" in questa direzione potrebbe addirittura determinare con le sue ricadute "una nuova rivoluzione industriale". Si è già aperta di fatto in Europa una competizione tecnologica tra i paesi che, investendo in R&S, cercano di guadagnare, attraverso l'innovazione, un vantaggio competitivo sulle nuove tecnologie, guardando ad un mercato mondiale in forte evoluzione. Il "SET-Plan" elaborato di recente dalla Commissione Europea rappresenta il primo tentativo di dare un indirizzo complessivo a questa scelta di fondo.

2.1 *La sfida dei cambiamenti climatici*

L'Unione Europea, da sempre regione leader nel processo negoziale, ha rilanciato il suo impegno su una politica climatica ed energetica integrata e sostenibile finalizzata a promuovere lo sviluppo sostenibile e combattere il cambiamento climatico. È in questo ambito che il Consiglio europeo nella riunione dell'8-9 marzo 2007 ha sottolineato l'importanza di raggiungere l'obiettivo strategico di limitare l'incremento della temperatura media della superficie della terra al di sotto dei 2 °C rispetto ai livelli pre-industriali. Nel caso di conclusione di un accordo internazionale per il periodo post-Kyoto (2020), il Consiglio ha inoltre concordato un obiettivo di riduzione delle emissioni del 30% rispetto alle emissioni del 1990.

Nelle more della conclusione di tale accordo l'Unione si è comunque unilateralmente impegnata a ridurre le proprie emissioni del 20% rispetto alle emissioni del 1990 entro il 2020. Il tutto in una prospettiva di riduzione delle emissioni dell'ordine del 60-80% al 2050.

Questo obiettivo si colloca in un quadro più ambizioso della nuova politica europea che comprende:

- il raggiungimento di un risparmio energetico del 20% al 2020 rispetto ai consumi previsti;
- il raggiungimento di una quota di fonti rinnovabili del 20% al 2020 rispetto ai consumi complessivi;
- il raggiungimento di una quota del 10% di biocombustibili nel settore trasporti rispetto ai consumi di benzina e diesel.

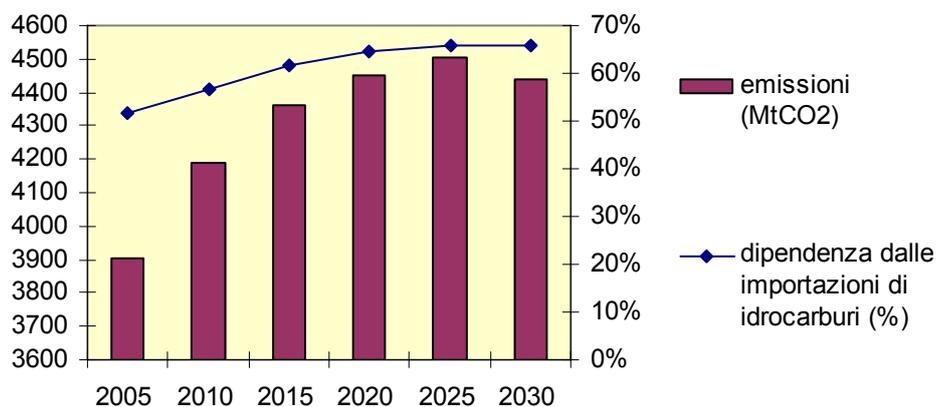
L'energia è all'origine dell'80% di tutte le emissioni di gas serra nell'UE, ed è alla base dei cambiamenti climatici e, in massima parte, dell'inquinamento atmosferico.

Con le politiche vigenti in materia di energia e trasporti, le emissioni di CO₂ nell'UE, invece di diminuire, aumenterebbero di circa il 5% da qui al 2030.

L'UE si è impegnata ad affrontare questa problematica riducendo le proprie emissioni in modo tale da contenere entro 2 °C l'effetto globale dei cambiamenti climatici.

L'Unione Europea dipende sempre più dalle importazioni di idrocarburi. Se si manterranno le tendenze attuali la sua dipendenza dalle importazioni di energia passerebbe dal 50% del consumo energetico totale attuale al 65% nel 2030 (figura 15). La dipendenza dalle importazioni di gas dovrebbe aumentare dal 57% all'84% entro il 2030; quella dalle importazioni di petrolio dall'82% al 93%. Questa dipendenza comporta rischi politici ed economici in quanto la pressione sulle risorse energetiche mondiali è particolarmente forte.

Figura 15 – Andamento delle emissioni pro capite e della dipendenza dalle importazioni di idrocarburi (UE(27) 2005-2030)



Fonte: elaborazione ENEA su dati EU (Primes)

Per conseguire gli obiettivi strategici enunciati occorre trasformare l'Europa in un'economia ad elevata efficienza energetica e basse emissioni di CO₂, favorendo una nuova rivoluzione industriale che acceleri la transizione verso una crescita a basse emissioni di carbonio e producendo, nel corso degli anni, un forte aumento della quantità di energia a basse emissioni prodotta ed utilizzata a livello locale. La sfida consiste nel farlo in un modo da incrementare il livello di competitività per l'Europa e limitarne i costi. Il piano di azione si articola su iniziative in materia di:

a) Mercato interno dell'energia e regolamentazione

L'esistenza di un mercato interno dell'energia efficace e competitivo può offrire notevoli vantaggi in termini di sicurezza dell'approvvigionamento, incentiva concretamente le imprese ad investire in nuove infrastrutture e in nuove capacità di interconnessione e produzione, e consente pertanto di evitare nuovi black-out e impennate dei prezzi immotivate. Un vero mercato unico favorisce la diversità. Occorre armonizzare in questa ottica i livelli di potere e di indipendenza dei regolatori dell'energia dei singoli Stati membri sulla base del massimo denominatore comune dell'UE. In seguito occorre affidare loro il compito di promuovere non solo l'adeguato sviluppo del loro mercato nazionale, ma anche quello del mercato interno dell'energia. Devono altresì essere armonizzate le norme tecniche necessarie per consentire l'adeguato funzionamento del commercio transfrontaliero. Su questo aspetto si sono fatti pochissimi passi avanti. L'istituzione del Gruppo europeo dei regolatori per il gas e l'elettricità e la regolamentazione dell'elettricità e del gas non hanno garantito la governance necessaria. La maggior parte delle norme tecniche pertinenti differiscono ancora da uno Stato membro all'altro, rendendo gli scambi transfrontalieri difficili, se non impossibili.

Nell'ambito dei processi di liberalizzazione il decisore politico si è trasformato in arbitro dei mercati e delle regole. Il suo ruolo ora è quello di disegnare regole del gioco tali da indirizzare ed in qualche caso incentivare gli operatori del mercato a raggiungere gli obiettivi di politica energetica. Tenendo in conto, nel perseguire tali obiettivi, la necessità di mettere in piedi una struttura normativa da un lato compatibile e coerente con la normativa comunitaria sempre più strutturata, dall'altro efficiente ed efficace nel perseguire obiettivi di competitività nazionale e di coesione sociale. Gli obiettivi di politica energetica hanno assunto sempre più una dimensione globale (si pensi alle questioni riguardanti la domanda e l'offerta di combustibili fossili o alle responsabilità dei sistemi energetici nei cambiamenti climatici); di contro, una fase importante della filiera elettrica rappresentata dal processo di autorizzazioni di nuovi impianti ed infrastrutture energetiche ha visto nel contempo, e non solo in Italia, una decentralizzazione del processo decisionale.

Quest'ultimo aspetto, innescato dal processo di liberalizzazione, è stato determinato dall'entrata in gioco di molti nuovi operatori che investono su una più ampia gamma di tecnologie di diversa taglia con l'effetto di moltiplicare, nel solo settore della generazione

elettrica, il numero di progetti da autorizzare. Questo rende inevitabile la partecipazione dell'amministrazione locale il cui coinvolgimento risponde d'altra parte alla necessità di responsabilizzare nelle scelte energetiche i livelli inferiori di sussidiarietà in particolare nella gestione degli aspetti di compatibilità ambientale e di accettabilità sociale. In questo nuovo contesto si rende necessario fornire un quadro coerente tra il disegno del mercato e gli obiettivi di politica energetica che lo Stato centrale si prefigge, indipendentemente dagli orientamenti del mercato stesso. Un chiaro esempio di questo approccio è rappresentato dal libro bianco per l'energia pubblicato dal DTI britannico.

Il libro bianco per l'energia del Regno Unito

Il Regno Unito è stato il paese che ha per primo intrapreso il percorso di liberalizzazione dei mercati energetici fornendo contestualmente a questo percorso strumenti innovativi e coerenti di politica energetica. Il libro bianco del 2007 affronta entrambe le sfide di ridurre le emissioni serra e di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti attraverso un'organizzazione delle regole in maniera tale da:

- mettere il Regno Unito sulla strada di ridurre del 60% le emissioni di CO₂ al 2050
- garantire la sicurezza degli approvvigionamenti
- promuovere la concorrenza nel mercato inglese ed in quello europeo
- assicurare un adeguato accesso al bene energia da parte di tutta la popolazione.

Il libro bianco non dice se questo o quel impianto deve essere realizzato in questa o quella regione, né se un impianto debba funzionare 2000 o 5000 ore ma recupera e fornisce una visione coerente con gli obiettivi prefissati per tutti gli strumenti e i nodi della politica energetica nazionale, dal processo autorizzativo al ruolo dei biocombustibili, all'efficienza energetica, alla cattura e stoccaggio del CO₂, alla fiscalità nei trasporti, e così via. In questa maniera investitori ed amministratori pubblici hanno un quadro di lungo periodo in base al quale indirizzare le proprie scelte, valutare i propri rischi, prendere le decisioni. Consapevoli che il disegno del mercato e le regole d'incentivazione o di restrizione verranno prese in coerenza con linee guida nazionali già sottoposte a consultazione con le parti.

b) Infrastrutture

Il piano di interconnessione prioritario prevede di individuare le infrastrutture mancanti più importanti da qui al 2013 e garantire un sostegno politico paneuropeo per colmare le lacune. Si prevede inoltre di nominare quattro coordinatori europei per seguire quattro dei più importanti progetti prioritari:

- il collegamento della rete elettrica tra Germania, Polonia e Lituania;
- i collegamenti con i parchi eolici off-shore in Europa settentrionale;
- le interconnessioni elettriche tra Francia e Spagna;
- il gasdotto Nabucco, che trasporta gas dal Mar Caspio all'Europa centrale.

Per i progetti definiti "di interesse europeo", nell'ambito degli orientamenti relativi alle reti transeuropee nel settore dell'energia, dovranno essere completate le procedure di pianificazione e approvazione entro un periodo massimo di 5 anni. Si dovrà valutare la necessità di aumentare il finanziamento delle reti transeuropee di energia, in particolare per agevolare l'integrazione nella rete dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili, e di istituire un nuovo meccanismo e una nuova struttura a livello comunitario per gli operatori di reti di trasporto responsabili della pianificazione coordinata delle reti.

c) Sicurezza delle reti e degli approvvigionamenti

Per rafforzare l'affidabilità del sistema elettrico dell'UE e prevenire i black out, le esperienze recenti hanno evidenziato la necessità di norme di sicurezza comuni minime e vincolanti per le reti dell'Unione Europea. Uno dei compiti del nuovo meccanismo e della nuova struttura comunitari per gli operatori delle reti di trasporto dovrebbe essere proprio proporre norme di questo tipo che diventerebbero vincolanti, previa l'approvazione dei regolatori nazionali di energia. Il mercato interno dell'energia rafforza l'interdipendenza degli Stati membri in materia di approvvigionamento di elettricità e di gas. Nonostante gli obiettivi stabiliti in materia di efficienza energetica e di utilizzazione di fonti di energia rinnovabili, il petrolio e il gas continueranno a soddisfare oltre la metà del fabbisogno energetico dell'Unione, determinando

una forte dipendenza dalle importazioni in entrambi i settori (oltre il 90% per il petrolio e circa l'80% per il gas nel 2030). La produzione di elettricità si baserà in larga misura sul gas. In assenza di progressi tecnologici straordinari, il petrolio manterrà una posizione dominante nel settore dei trasporti. La sicurezza dell'approvvigionamento di questi due combustibili resterà, pertanto, fondamentale per l'economia dell'UE.

2.2 *Il meccanismo dell'emission trading*

La direttiva 87/2003 che istituisce all'interno dell'Unione Europea un mercato di scambio di quote di emissione per alcune attività industriali, tra le quali la generazione elettrica, rappresenta una variabile sempre più significativa del settore elettrico. Il sistema di scambio di quote di emissione (indicato brevemente come ETS, Emission Trading Scheme), introdotto dall'Europa a partire dal 2005, è uno strumento efficace per trasferire sui costi di produzione i costi derivanti dall'emissione di CO₂ in atmosfera.

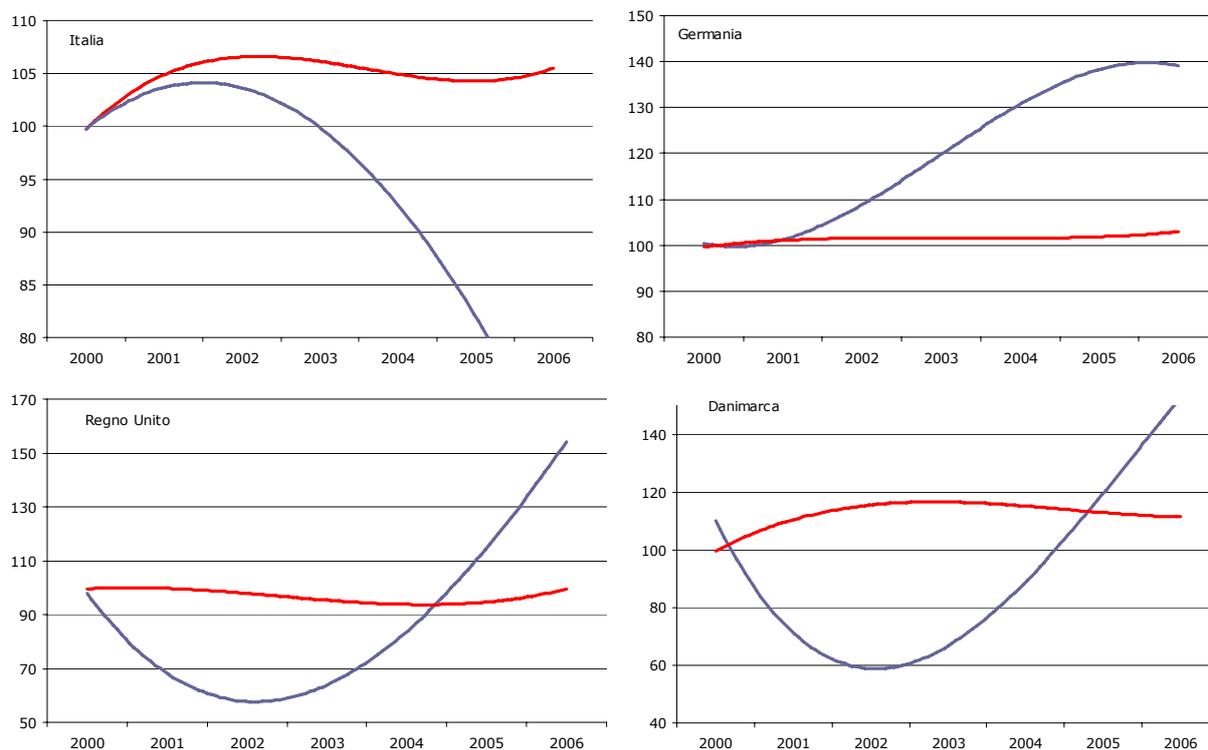
In base a tale meccanismo i prezzi di offerta dell'energia elettrica inglobano il costo della quota. Il valore economico di una quota di emissione corrisponde al costo che un operatore deve affrontare per non emettere il quantitativo corrispondente di CO₂. Le quote, di taglia di una tonnellata ciascuna, equivalgono al diritto di emissione. Il numero di quote distribuito in Europa attraverso i piani nazionali corrisponde al volume totale che L'Europa si attende emettano i settori industriali oggetto della direttiva. Nel tempo tali volumi totali sono progressivamente ridotti in coerenza con gli obiettivi europei di emissione in data futura. I diritti in mano agli operatori hanno pertanto un valore economico e possono essere oggetto di contrattazioni. Dando un valore economico alle emissioni, l'Europa ha voluto introdurre un incentivo a generare con gli impianti a maggiore efficienza ed a minore emissione di CO₂. Tale valore si riflette inevitabilmente nei prezzi finali che, in un mercato perfettamente concorrenziale, dovrebbero corrispondere alla somma dei costi variabili di generazione. Con l'aggiunta dell'*emission trading* (o di altro meccanismo di regolazione) i prezzi di offerta si modificano per inglobare i costi della CO₂.

Nei Paesi caratterizzati da un mercato scarsamente concorrenziale, tuttavia, i prezzi di vendita dell'energia elettrica più che dal costo variabile dell'operatore marginale sono maggiormente determinati dalla strategia degli operatori dominanti. In questi contesti, pertanto, l'impatto della nuova legislazione risulta meno identificabile nella formazione dei prezzi finali e conseguentemente la direttiva sull'*emission trading* risulterà meno efficace che in contesti a maggiore livello di concorrenza. Nel primo periodo 2005-2012 le quote di emissioni sono state distribuite agli operatori a titolo gratuito attraverso piani nazionali definiti dai Governi degli Stati membri ed approvati dalla Commissione Europea. Con la nuova proposta di direttiva, ancora al dibattito parlamentare, l'Europa suggerisce un'assegnazione di quote a livello centrale europeo eliminando le allocazioni attraverso piani nazionali. L'Europa inoltre propone un'assegnazione a pagamento, tramite meccanismo d'asta per le quote destinate al settore termoelettrico. In questo modo il valore della quota di emissione non costituirà più una extra-rendita per i produttori elettrici ma una disponibilità economica in mano dei Governi.

2.3 *Il ruolo della spesa pubblica in R&S nei settori energetici*

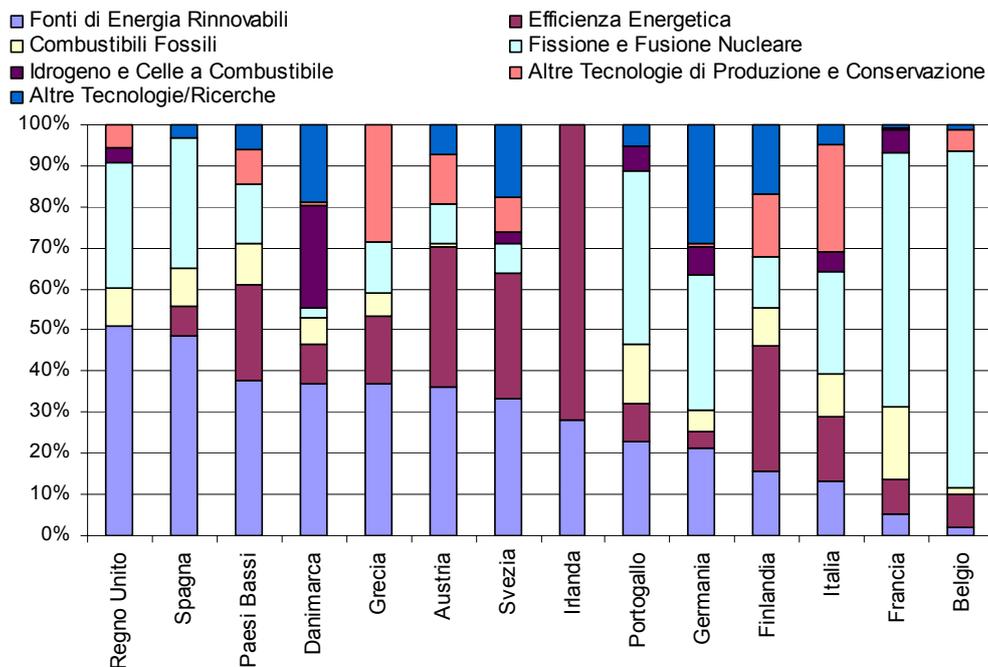
L'investimento nelle nuove tecnologie è decisivo per affrontare con successo le sfide energetiche e ambientali. Le risorse oggi dedicate a R&S sono inadeguate come lo sono le sinergie tra R&S pubblica e privata. Non ci si può, tuttavia, attendere che la realizzazione di queste sinergie sia il risultato della sola iniziativa privata, o dei meccanismi di mercato, che possono risultare incompatibili con gli sforzi d'investimento richiesti e/o con i tempi di realizzazione determinati dalle regolamentazioni ambientali. Né, d'altra parte, l'assenza di processi di sviluppo di tali competenze può essere pensabile nell'ottica della sostenibilità. Comprendere la diversa capacità dei diversi attori del sistema economico di incidere sullo sviluppo delle tecnologie appare dunque centrale per poter valutare le potenzialità dei singoli sistemi economici nel sostenere queste importanti traiettorie dello sviluppo tecnologico. Fatto 100 l'impegno all'anno 2000, sono differenti gli impegni in investimenti in R&S rispetto al PIL dei vari paesi europei. Così, rispetto a Germania, Regno Unito e Danimarca, l'Italia è l'unica a non aver sviluppato una spesa in R&S nel settore dell'energia (figura 16).

Figura 16 – Dinamica della Spesa pubblica in Ricerca Energetica in rapporto al PIL e nel confronto con la Spesa totale in R&S. La linea rossa rappresenta la quota complessiva di R&S sul PIL, quella blu la quota di R&S pubblica nel settore dell'energia sul PIL (2000=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE e OCSE

Figura 17 – Composizione della spesa pubblica in R&S nei settori energetici*



* I dati sono relativi all'ultimo anno disponibile. Per Austria, Finlandia, Francia e Regno Unito il 2005, per i Paesi Bassi il 2003, per la Grecia il 2002, per il Belgio il 1999 e per tutti gli altri il 2006

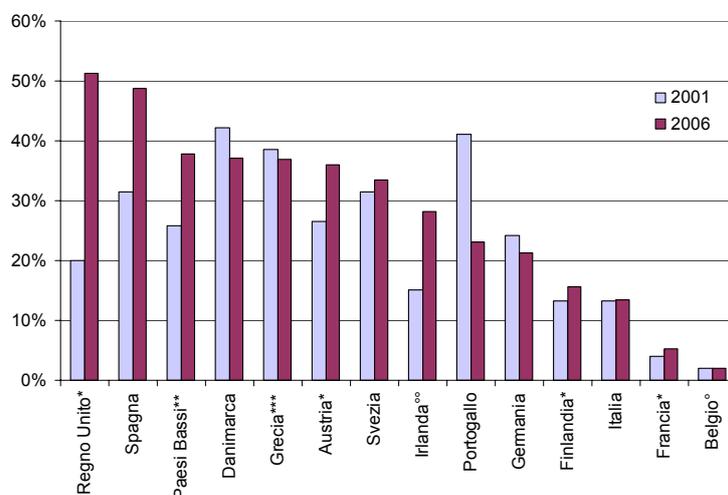
Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

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

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

Il ruolo strategico che l'investimento pubblico in Ricerca è in grado di giocare in questo settore è indubbio. Occorre dunque un impulso e un sostegno europeo alle scelte – paese in materia di ricerca e sviluppo nei differenti settori. La figura 17 mostra la diversità di impegno dei paesi europei rispetto alle tecnologie energetiche. L'Irlanda investe molto su idrogeno e celle a combustibile, Francia e Belgio sul nucleare, Spagna e Regno Unito sono leader nella quota di R&S dedicata alle rinnovabili e hanno registrato tra il 2001 e il 2006 nello stesso settore la maggior crescita relativa (figura 18). I fanalini di coda sono Francia e Belgio, il nostro paese comunque non se ne distacca molto. L'UE intende realizzare con il "Piano Strategico per le Tecnologie Energetiche" (SET-Plan, novembre 2007) un impegno sulle nuove tecnologie attraverso vari strumenti d'azione, il più importante dei quali dovrebbe essere l'estensione a settori non ancora facenti parte dei JTI (Joint Technology Initiatives).

Figura 18 – Evoluzione 2001-2006 della spesa pubblica in R&S nelle Rinnovabili (in % del totale della spesa pubblica in R&S energetica)



* 2001-2005; ** 2001-2003; *** 2001-2002; ° 1999; °° 2002-2006

Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

2.4 Il SET-Plan e lo Sviluppo Sostenibile

L'Unione Europea, delineando di recente un vero e proprio "progetto" di sviluppo sostenibile, individua nel manifatturiero il "potenziale tecnologico" della sostenibilità e del rilancio competitivo delle proprie economie. Tale è al riguardo la valenza del rinnovato impulso dato alle "piattaforme tecnologiche", come mostrato dall'esperienza della piattaforma Manufature e dal piano d'azione per le tecnologie ambientali, ETAP.

Centrale nel nuovo approccio delle politiche per lo sviluppo sostenibile è, in particolare, l'idea che gli avanzamenti tecnologici realizzati a tal fine siano all'origine di importanti *spillovers* di conoscenza utili al rafforzamento di quella base di accumulo di conoscenze e competenze tecnologiche ritenuta ormai indispensabile per la competitività e la crescita dei sistemi economici. Emergono in questo senso quelle che vengono definite "*double externalities*" (ambientali e tecnologiche in senso stretto) e si va accentuando il dibattito sulle condizioni che maggiormente possono incentivare in ciascun sistema economico una dinamica virtuosa dell'innovazione che promuova al tempo stesso efficienza economica ed efficienza ambientale.

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

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

Nell'industria ambientale sono proprio i paesi europei a porsi attualmente in posizione di leadership rappresentando circa il 30% del fatturato mondiale del settore, pari al 2,2% del PIL e a 3,4 milioni di posti lavoro. Questa situazione rappresenta tuttavia l'inizio di un percorso piuttosto che un punto d'arrivo. La domanda in questo settore si sta espandendo rapidamente al punto che si stima un raddoppio del relativo mercato mondiale entro il 2020.

Lo sfruttamento delle opportunità poste da tale crescita della domanda mondiale richiede tuttavia che si continui a migliorare la posizione europea, soprattutto attraverso un sostanziale incremento degli sforzi di investimento finora profusi, primo fra tutti quello relativo alle spese in Ricerca e Sviluppo. La validità del significativo impegno e delle scelte dal forte carattere strategico richieste sembra, d'altra parte, essere confermata già dai primi risultati conseguiti dall'Europa. In questo senso è possibile ravvisare nell'ETAP la prima ratifica di una strategia annunciata e l'intento, al tempo stesso, di dotare l'azione futura di linee programmatiche senza le quali non sarebbe neppure pensabile immaginare il perseguimento di un obiettivo tanto ampio quanto complesso come quello dello sviluppo sostenibile.

Il percorso della strategia europea per lo sviluppo sostenibile si era, d'altra parte, articolato già a partire dalla decisione di aderire al Protocollo di Kyoto - ancor prima della sua entrata in vigore avvenuta nel 2005 - fino alle decisioni del Consiglio d'Europa della primavera del 2007 con l'assunzione degli obiettivi all'anno 2020, ratificati il 23 gennaio 2008, di riduzione dei gas serra, di incremento delle rinnovabili e di miglioramento dell'efficienza energetica.

La presentazione del SET-Plan dimostra, infine, come l'Europa stia tracciando un percorso di azioni in cui, dall'enunciazione di specifici obiettivi di sviluppo sostenibile, si passa ad una programmazione strategica sempre più focalizzata su interventi mirati.

Nel piano si prefigurano e si tengono ben distinti orizzonti temporali di diversa estensione, delineando in tal senso scenari di sviluppo tecnologico sostanzialmente diversi. Accanto all'implementazione delle tecnologie di seconda generazione delle rinnovabili (solare fotovoltaico ed eolico), all'incremento nell'uso dei biocarburanti di seconda generazione, all'incentivazione delle tecnologie per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio di CO₂, su cui si concentra la "visione al 2020", e, ultimo ma non meno importante, all'adeguamento delle reti elettriche nazionali, il Piano prospetta infatti ulteriori sfide tecnologiche che consentano di guardare al 2050 attraverso discontinuità tecnologiche di grande rilievo.

Principali obiettivi sono: il raggiungimento nelle tecnologie di *carbon storage* di soglie di costo-efficienza, l'indirizzo verso l'efficienza energetica delle nano, bio tecnologie e delle ICT, e la realizzazione di avanzamenti tecnologici tanto nel campo della fissione nucleare (con gli impianti dimostrativi dei reattori di IV Generazione) quanto nel campo della fusione nucleare (con il completamento dell'impianto ITER). Una maggiore attenzione anche alla tecnologia nucleare sembra, in effetti, caratterizzare il passaggio alla visione del 2050, limitandosi la prospettiva del 2020 a considerare il mantenimento della competitività nelle tecnologie della fissione e le possibili soluzioni a lungo termine per la gestione delle scorie. Appare, tuttavia, alquanto ragionevole considerare il SET-Plan solo come l'inizio, ancorché assai significativo, di una politica energetica europea.

Il quadro delle più significative opzioni indicate dall'UE a base del SET-Plan sono indicate nella tabella 1.

Tabella 1 - Evoluzione di alcune Tecnologie nel SET-Plan

TECNOLOGIA	QUOTA ATTUALE DI MERCATO	PENETRAZIONE POTENZIALE		CO2 EVITATA (Mt)		costo di riduzione delle emissioni (€/tCO ₂)	
		2020	2030	2020	2030	2020	2030
FOTOVOLTAICO	0.1%	65÷125 GWp	300÷665 GWp	30÷60	140÷320	240	125
film sottile (integraz. edilizia)				980÷2230		160	
SOLARE A CONCENTRAZIONE	0.0%	1.8 GWe in EU 27	4.6GWe in EU 27	5÷35	15÷130	15÷55	5÷45
sistemi alta temperatura				145÷1035		10÷50	
IMPIANTI FOSSILI A ZERO EMISSIONI	0.0%	5÷30 GWe	90÷190 GWe	20÷120	330÷170	30	16÷18
NUCLEARE DA FISSIONE GEN. III*	31%	125÷150G We	127÷200	55÷160	100÷400	- 5	- 10
BIOCOMBUSTIBILI (I° gen)	3.9 Mt nel 2005	10/14% domanda	15/20% domanda	15÷40	45÷75	150÷160	90
BIOCOMBUSTIBILI (II° gen)				375÷809		120÷125	
IDROGENO E FUEL CELL	0%	1.5% auto	6-12% auto	5%	30÷60	475	100÷240
Produzione su larga scala				185÷330		145÷290	

* Per mantenere l'attuale quota di mercato occorrono 100 GWe installati nei prossimi 25 anni

3 LA DOMANDA E L'OFFERTA DI ENERGIA IN ITALIA

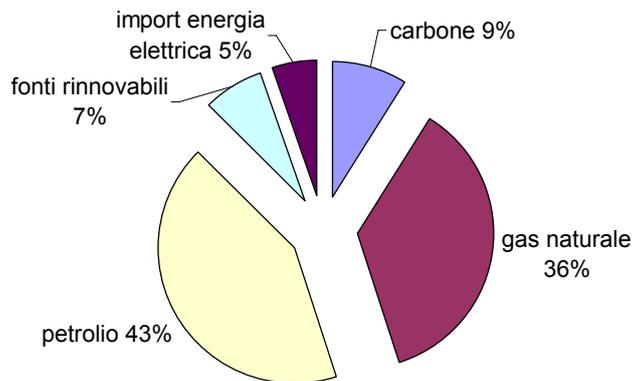
3.1 La produzione e gli usi finali dell'energia

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

La domanda di energia primaria si attesta nel 2007 a 194,5 Mtep, subendo una flessione di circa un punto percentuale rispetto al 2006.

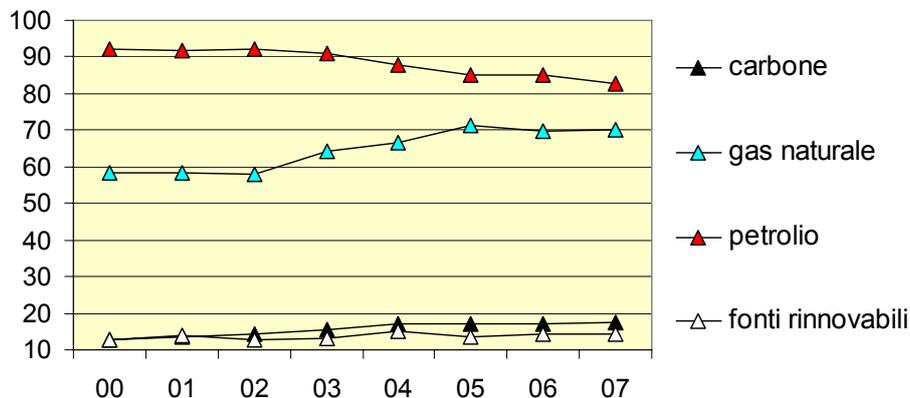
Il ricorso alle fonti di energia è caratterizzato nel 2007 da una forte contrazione dei consumi di petrolio (-3,1%) non compensato dalla modesta crescita dei consumi primari delle altre fonti di energia (figura 20). La domanda di prodotti petroliferi resta tuttavia prevalente rispetto alle altre fonti, coprendo il 43% del totale dei consumi primari, sostenuta quasi esclusivamente dal fabbisogno energetico del settore dei trasporti.

Figura 19 - Disponibilità di energia per fonte, Italia 2007 (percentuali)



Fonte: elaborazione ENEA su dati del Bilancio Energetico Nazionale

Figura 20 - Disponibilità di energia per fonte, Italia trend 2000-2007 (Mtep)

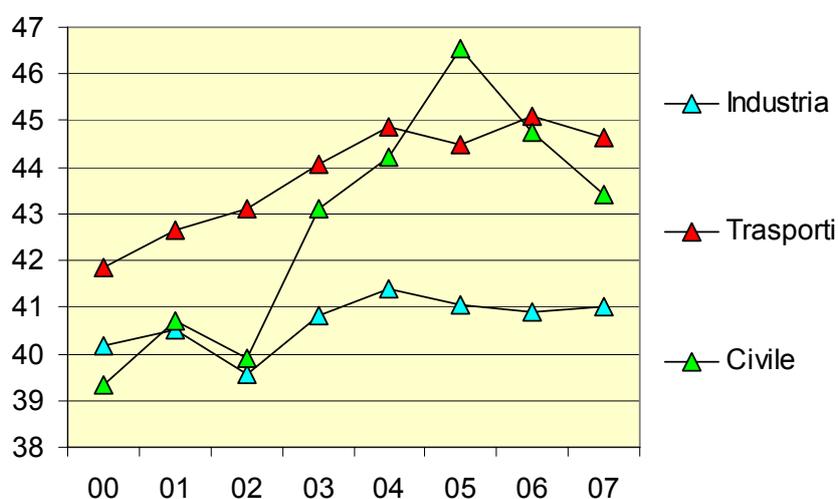


Fonte: elaborazione ENEA su dati del Bilancio Energetico Nazionale

Nei settori di uso finale dell'energia (figura 21) si conferma nel 2007 una riduzione di oltre il 4% della domanda di energia nel settore civile, da attribuirsi alla minore domanda di climatizzazione ambientale dovuta a fattori climatici; i consumi finali di energia nell'industria e nei trasporti differiscono di poco dai valori dell'anno precedente. La contrazione dei consumi finali nel settore civile contribuisce al forte rallentamento nel trend di crescita dei consumi di elettricità che si è registrato nel 2007 (figura 22).

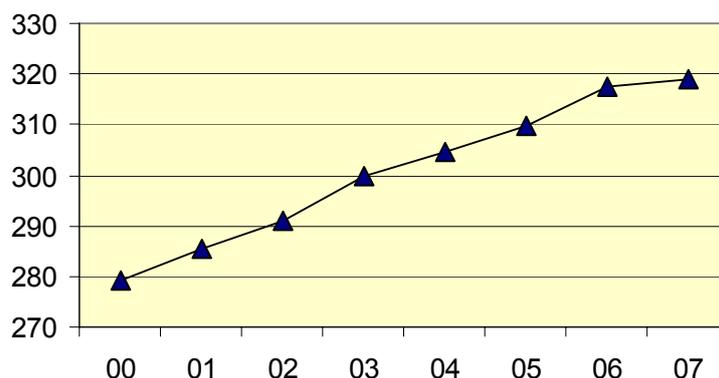
La fattura energetica complessiva che aveva sfiorato nel 2006 i 50 miliardi di euro (3,4% sul PIL) subisce, nel 2007, una riduzione del 2,1% dovuta alla flessione della domanda di energia e all'apprezzamento dell'Euro. La fattura energetica, pari a 46,6 miliardi di euro (3,0% del PIL), beneficia in particolare del consistente calo delle importazioni di gas naturale, per un andamento climatico più favorevole rispetto all'anno precedente. La fattura petrolifera continua a coprire oltre il 57% della fattura energetica.

Figura 21 - Consumi di energia per settori di uso finale, trend Italia 2000-2007 (Mtep)



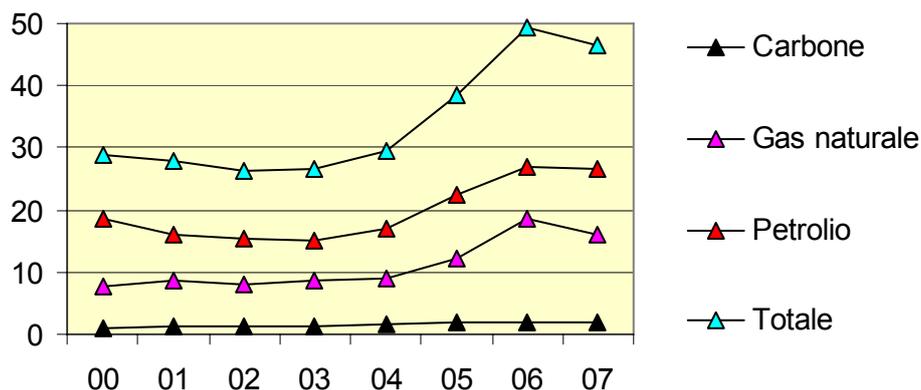
Fonte: elaborazione ENEA su dati del Bilancio Energetico Nazionale

Figura 22 - Consumi totali di energia elettrica, Italia 2000-2007 (GWh)



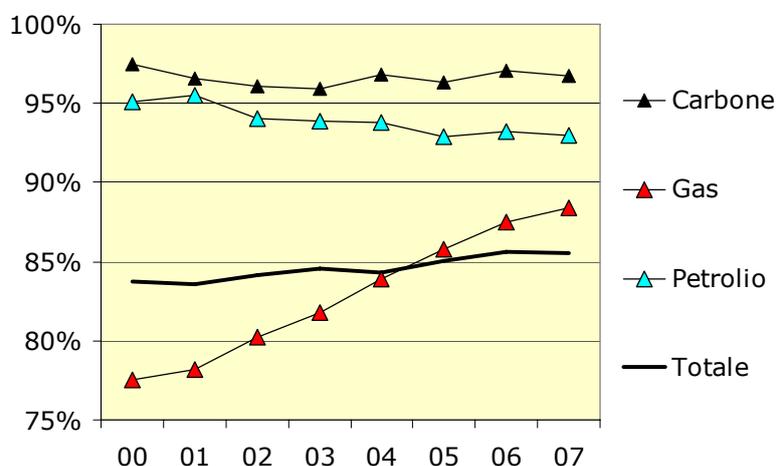
Fonte: elaborazione ENEA su dati del Bilancio Energetico Nazionale

Figura 23 – Andamento della fattura energetica in Italia per fonte di importazione (miliardi di €)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Unione Petrolifera e MiSE

Figura 24 - La dipendenza energetica nazionale totale e per fonte, percentuali sull'import (trend 2000-2007)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MiSE

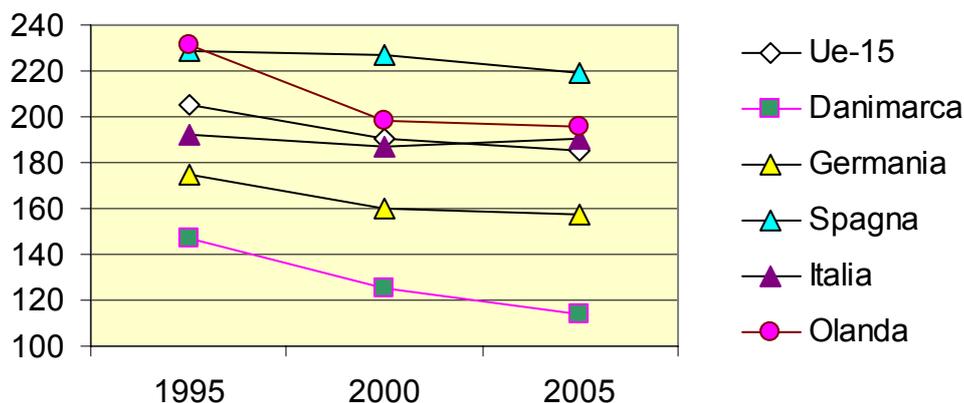
La dipendenza del sistema energetico nazionale dall'estero, di cui la fattura energetica evidenzia le conseguenze in termini economici, si è stabilizzata nel 2007 all'85,6%, lo stesso valore dell'anno precedente. Il trend 2000-2007 mostra come vada crescendo la dipendenza dalle importazioni di gas naturale rispetto a quelle di petrolio (figura 24), sintomo sia di un maggiore ricorso alle importazioni che del rapido declino della produzione nazionale di idrocarburi (in particolare di gas naturale).

3.2 L'intensità energetica

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

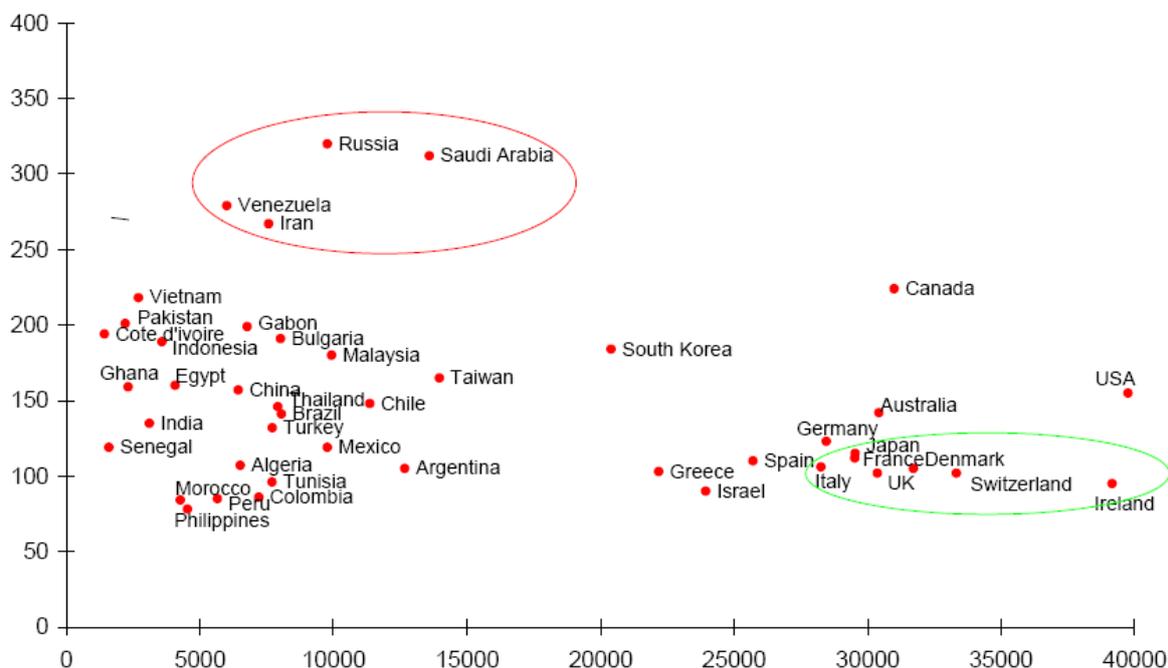
Il confronto con la situazione europea mostra un'Italia che progressivamente sta riducendo il beneficio derivatale da una posizione iniziale favorevole in termini di intensità energetiche, e che negli ultimi anni non riesce a seguire il passo della maggior parte dei Paesi europei che, pur in presenza di una maggiore crescita economica, hanno ridotto notevolmente le loro intensità energetiche (figura 25).

Figura 25 - Intensità energetica finale del PIL di alcuni Paesi dell'UE (kg petrolio eq/1000 €)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Unione Petrolifera

Figura 26 - Intensità energetica finale del PIL di alcuni Paesi dell'UE (kg petrolio eq/1000 €)



Fonte: WEC 2008 - Energy Efficiency Policies around the World

Nel grafico di figura 26 sono indicati, per alcuni paesi, i valori di intensità energetica finale (asse delle ordinate tep/M\$) e del prodotto interno lordo (US\$). Si vede come paesi dell'area OCSE importatori di energia mostrano la più bassa intensità energetica finale mentre i paesi produttori di petrolio quella più elevata.

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

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

3.3 L'Italia e gli impegni di Kyoto

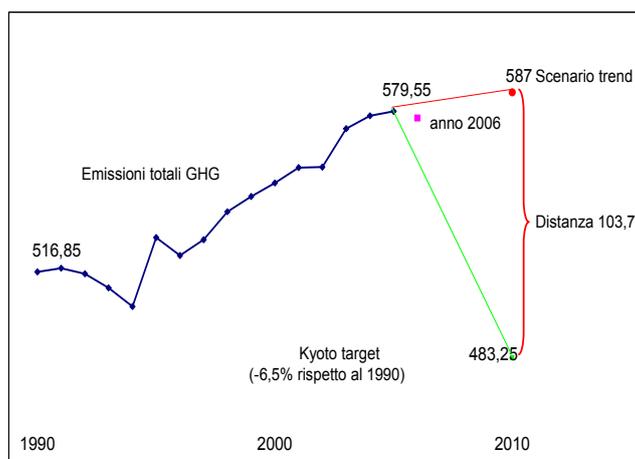
Come noto il Protocollo di Kyoto, elaborato nel 1997 ed entrato in vigore il 16 febbraio 2005, introduce degli obiettivi quantitativi di riduzione per i soli Paesi industrializzati, in base al principio di responsabilità comune ma differenziata. Il Protocollo di Kyoto rappresenta il primo importante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

- riescano a coinvolgere nelle azioni di mitigazione soprattutto i principali paesi responsabili delle emissioni di gas-serra;
- prevedano un sistema di sanzioni credibili per le eventuali inadempienze;
- prevedano rilevanti investimenti pubblici in R&S per avvicinare il tempo di disponibilità di nuove tecnologie carbon-free;
- destinino risorse crescenti alle strategie di adattamento ai cambiamenti climatici in atto;
- adottino meccanismi capaci di elevare e rendere stabile il livello di prezzo della CO₂.

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

Per effettuare una valutazione dello stato di attuazione del Protocollo di Kyoto da parte dell'Italia è stata presa come riferimento la "Quarta Comunicazione nazionale dell'Italia alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico"¹. Nella valutazione si è tenuto conto dei dati a consuntivo del 2005, di uno scenario di riferimento al 2010, che contiene i dispositivi legislativi e normativi decisi e operativi fino a quella data, e dell'analisi del quadro delle politiche e misure messe in atto a livello nazionale. In particolare, tale scenario prende in considerazione i nuovi impianti a ciclo combinato, le misure di efficienza energetica relative ai titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) del luglio 2004 e, parzialmente, le misure di incentivazione delle fonti rinnovabili legate al sistema dei certificati verdi. Considerando le emissioni all'anno di riferimento, 1990, pari a 516,85 MtCO₂eq l'obiettivo individuato per l'Italia dal Protocollo risulta pari a 483,26 MtCO₂eq. Tenendo conto dello scenario tendenziale al 2010 pari a 587,0 MtCO₂eq la distanza da colmare per raggiungere l'obiettivo risulta pari a 103,7 MtCO₂eq (figura 27).

Figura 27 – Emissioni e valutazione della distanza dall'obiettivo di Kyoto al 2010 (Mt CO₂ eq.)



Fonte: elaborazione ENEA

¹ La Quarta Comunicazione nazionale dell'Italia alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico (UNFCCC) è stata preparata da ENEA, APAT e IPCC – National Focal Point, per il Ministero dell'Ambiente del Territorio e del Mare.

Le misure decise e operative individuate per colmare la distanza dall'obiettivo contribuiscono alla riduzione di gas serra per 7,4 MtCO₂eq. L'insieme delle misure decise ma non ancora operative e allo studio risultano pari a 16,54 MtCO₂eq. A queste bisogna aggiungere il contributo dell'assorbimento di carbonio (sinks) pari a 25,3 MtCO₂eq.

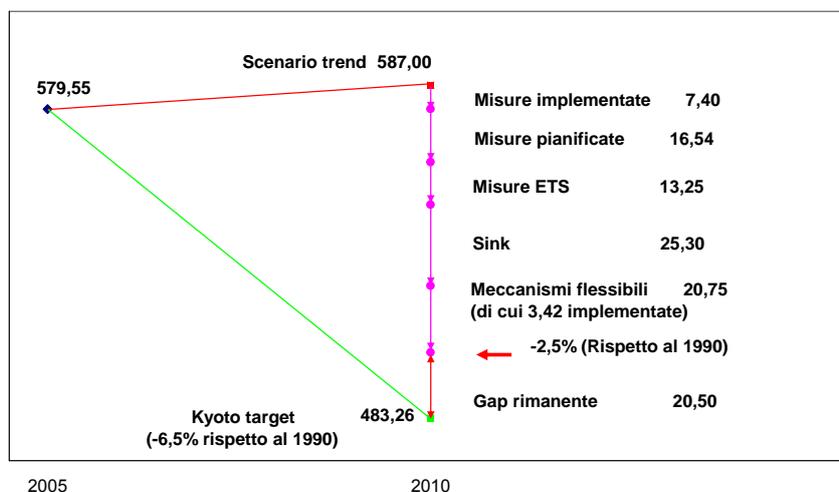
Inoltre, con riferimento alla direttiva ETS², il contributo dei settori ad essa soggetti è stato stimato pari a 13,2 MtCO₂eq per anno. Considerato che la distanza complessiva dall'obiettivo è pari a 103,7 MtCO₂eq e che il contributo delle misure fin qui elencate è valutabile in 62,49 MtCO₂eq, rimane ancora da colmare una distanza pari a 41,21 MtCO₂eq.

Per contribuire a ridurre questa ulteriore distanza si è ipotizzato un ricorso all'uso di meccanismi flessibili pari a 20,75 MtCO₂eq (di cui 3,42 già decisi e operativi), pari al 20% della distanza complessiva come da indicazioni governative. Tenendo conto dei contributi complessivi esposti, le emissioni al 2010 rispetto l'anno 1990 risultano pari a -2,5% per un valore del gap rimanente di 20,5 MtCO₂eq (figura 28).

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

Per quanto riguarda l'impegno relativo al primo periodo va sottolineato che l'Italia, dal 1° gennaio 2008, sta accumulando giornalmente un debito di oltre 4 milioni di euro che arriverà dunque entro la fine del 2008 a quasi 1,5 miliardi di euro.

Figura 28 - Politiche e misure per raggiungere l'obiettivo di Kyoto (Mt CO₂ eq.)



Fonte: elaborazione ENEA

3.4 Protocollo di Kyoto e ruolo delle Regioni

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto ma anche quelli 2020, risulta necessario ed importante il coinvolgimento delle Regioni. Analizzando i dati sulle emissioni emerge come, a livello nazionale, si sia passati da un valore di circa 400 milioni di tonnellate di CO₂ nel 1990, a 450 MtCO₂ nel 2004. Si tratta di un aumento complessivo dell' 13,3 %, dovuto ad un congruo contributo di alcune Regioni.

In valore assoluto al 2004, Lombardia con 70,04 MtCO₂, Puglia con 49,86 MtCO₂, Veneto con 43,29 MtCO₂, Lazio con 42,46 MtCO₂, Emilia Romagna con 40,82 MtCO₂ e Sicilia con 36,91 MtCO₂ registrano i quantitativi più alti di emissioni serra, come si evince dalla figura 29. Anche nel 1990, le stesse Regioni riportavano i valori di emissioni più alti in assoluto.

² La direttiva 2003/87/CE, recepita con decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216, prevede che gli Stati membri debbano stabilire limiti assoluti alle emissioni di gas ad effetto serra provenienti da alcune tipologie di siti produttivi

Se si effettua una ripartizione delle Regioni per classi di emissioni di CO₂ rispetto al valore medio di 35 MtCO₂ si ottiene la classe più inquinante delle sei regioni già elencate; una classe intermedia composta da Piemonte e Toscana (rispettivamente con 33,30 MtCO₂ e 29,74 MtCO₂), Liguria, Campania, Sardegna e Friuli Venezia Giulia; una classe con emissioni al di sotto di 10 MtCO₂ che comprende le regioni rimanenti, che in valore assoluto hanno emesso bassi quantitativi di CO₂.

La figura 29 illustra la classificazione delle regioni tramite dei chiaro-scuro che mettono in risalto le emissioni più alte nell'anno 2004.

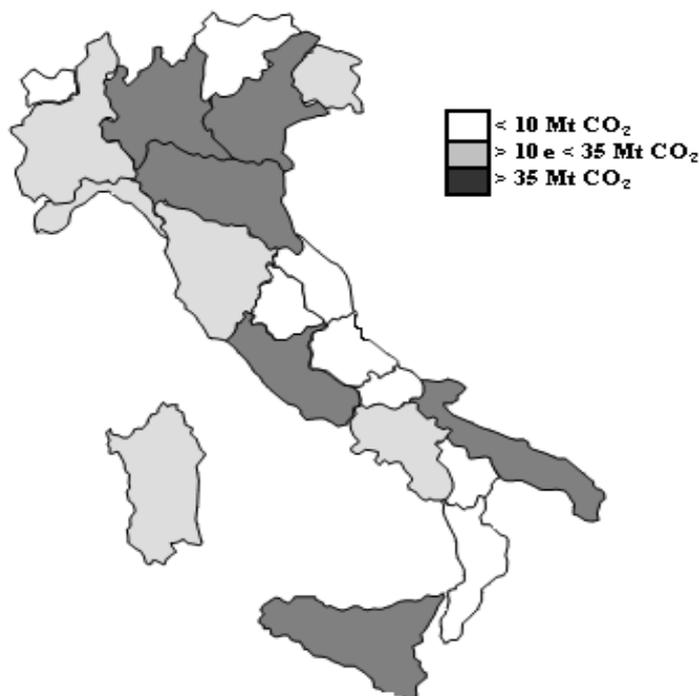
Nelle regioni della Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna si concentra una area più scura che rappresenta più del 30% delle emissioni totali in Italia. Il centro d'Italia è caratterizzato da Marche, Umbria, Abruzzo e Molise che rientrano nella fascia di emissioni inferiori a 10 MtCO₂. La regione Lazio fa eccezione in quanto, come è stato già osservato, presenta al 2004 più di 42 MtCO₂. Al sud la Sicilia e la Puglia sono le regioni più inquinanti: la prima con emissioni alte più o meno costanti per tutto il decennio, la seconda con variazioni in crescita.

L'impostazione del pacchetto di direttive proposto dalla Commissione Europea - ed in particolare la suddivisione degli impegni di riduzione delle emissioni serra in due distinti insiemi, obiettivo ETS e obiettivo non-ETS (ETS, Emission Trading Scheme, vedi paragrafo 2.2) - evidenzia alcuni aspetti che risultano utili alla regolazione ed alla possibile assegnazione di obiettivi di emissioni a livelli inferiori di sussidiarietà.

Coerentemente con le politiche, le misure, gli strumenti e gli obiettivi disegnati a livello europeo si mantiene un rapporto tra Stato-Regioni che riguarda la divisione tra settori ETS e non ETS:

- Le emissioni nei settori ETS non sono direttamente gestite a livello amministrativo e pertanto non saranno più oggetto di regolazione nazionale o ancor meno regionale.
- Nei settori non-ETS al contrario gli Stati membri sono investiti di obiettivi quantitativi di riduzione delle emissioni secondo una proposta di direttiva di burden sharing ed hanno competenza e responsabilità diretta al raggiungimento di tali obiettivi.

Figura 29 - Regioni per classi di CO₂ emessa nell'anno 2004



Fonte: elaborazione ENEA

I settori non-ETS riguardano principalmente i consumi energetici nei trasporti e negli usi domestici e commerciali. In questo ambito la regolazione europea si limita a fornire direttive quadro, in alcuni casi accompagnate da obiettivi quantitativi (si tenga presente l'obiettivo di 120 g/km nel settore auto), ma non strumenti centrali di rispetto dei target (come avviene con la direttiva ETS).

In questo caso lo Stato Nazionale è garante del rispetto degli obiettivi attraverso politiche e misure autonome; un trasferimento degli stessi a livelli più bassi di sussidiarietà, quali la Regione, può risultare una politica efficace di perseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti.

L'intento programmatico del Governo italiano è coerente con le indicazioni del UE ed indica infatti la volontà di "istituzione di un mercato di scambio regionale di quote di emissione per interventi in settori non regolamentati dall'ordinamento comunitario" nello specifico i settori dei trasporti e dei consumi civili. Per l'applicazione di un simile schema regolatorio è indispensabile una quantificazione e una disponibilità di dati di emissione con il dettaglio regionale differenziato tra settori ETS e settori non-ETS la cui elaborazione è in corso.

La promozione delle fonti rinnovabili è uno degli strumenti per il raggiungimento degli obiettivi complessivi di riduzione delle emissioni di gas serra. In particolare si sottolinea che:

- il ricorso a risorse rinnovabili nella generazione di energia elettrica rientra negli strumenti che facilitano l'obiettivo di contenimento delle emissioni nell'ambito dei settori regolati dal meccanismo di ETS;
- l'impiego di fonti rinnovabili nel settore dei trasporti e nel civile (ad esclusione dell'impiego in impianti soggetti all'ETS; ad esempio biomasse nelle cartiere) rientra al contrario negli obiettivi di riduzione delle emissioni nei settori non ETS diversamente declinati tra i diversi stati membri.

La proposta di direttiva per la promozione delle fonti rinnovabili a livello europeo assegna un obiettivo di crescita nazionale comprensivo di tutti i settori lasciando allo Stato membro la facoltà di declinare le misure settoriali per il raggiungimento dell'obiettivo nazionale. La direttiva come noto insiste su obiettivi al 2020 e li assegna con una metodologia già descritta. La proposta italiana di *burden sharing* è presente nella Finanziaria 2008 con i comma 167 e 168 dell'art 2. La proposta di direttiva chiede all'Italia di passare dal 5,2% del contributo delle rinnovabili sul consumo lordo finale di energia del 2005 al 17% nel 2020. Nel trasferire sul piano nazionale la metodologia europea possono emergere alcune obiezioni; tuttavia, un'ipotetica divisione degli oneri sul modello della Commissione ha il vantaggio di offrire un metodo di divisione già sperimentato e condiviso; l'adozione di un *burden sharing* regionale permette di tradurre istantaneamente gli obiettivi europei in responsabilità di sviluppo delle rinnovabili ai diversi livelli di sussidiarietà, dove spesso si annidano le barriere per un loro sviluppo, rappresentando un utile aggiornamento regolatorio a seguito dell'integrazione della direttiva 77/2001, con la nuova proposta di Direttiva europea sulle rinnovabili.

La trasmissione di un obiettivo vincolante a livello regionale implica la necessità di rivedere il ruolo relativo tra Stato e Regione nella regolazione delle fonti rinnovabili e la concessione alle Regioni di maggiore autonomia per raccogliere le risorse per il perseguimento dei risultati. Anche in questo ambito è possibile accompagnare l'ipotesi di *burden sharing* con un'analisi che sia in grado di distinguere tra gli strumenti nazionali e quelli regionali.

Nel settore delle rinnovabili questa operazione non dovrebbe presentare particolari difficoltà. Lo sviluppo degli impianti con rilascio di certificati verdi sono facilmente identificabili a livello regionale e non possono accedere ad altre fonti di finanziamento (di tipo regionale ad esempio) per volumi superiori al 20% del loro costo. La produzione di energia elettrica da rinnovabili rappresenta oggi circa il 70% del contributo complessivo di energie rinnovabili. Una quota importante al 2020 sarà rappresentata dai biocarburanti nei trasporti. Anche in questo ambito è facile ipotizzare un'uniforme distribuzione dell'apporto da fonte rinnovabile sul territorio regionale data la diluizione dei combustibili all'origine.

3.5 *La questione ambientale e l'accettabilità sociale delle scelte energetiche*

La transizione ad un'economia più sicura negli approvvigionamenti ed in linea con le indicazioni di riduzione delle emissioni di gas serra necessita di innovazione e l'innovazione richiede cambiamento nell'assetto energetico del Paese. Il cambiamento a sua volta necessita di un clima di fiducia tra le istituzioni e gli attori sociali ed economici. L'indeterminatezza delle politiche energetiche e dei compiti istituzionali, unite ad un livello insufficiente dell'informazione e, soprattutto, della comunicazione, sono elementi che non permettono l'instaurarsi di un clima di fiducia indispensabile per l'accettabilità del cambiamento. Nelle democrazie occidentali in cui si è determinato un allargamento del coinvolgimento della società civile nel processo decisionale la sindrome *NIMBY (Not In My Back Yard)* non è un fenomeno nuovo né isolato. La realizzazione di un'infrastruttura dalla più grande alla più piccola necessita infatti di regole chiare e di un consenso costruito sulla partecipazione alle scelte. È proprio in questa direzione che sarà opportuno lavorare per instaurare un processo virtuoso di cambiamento delle infrastrutture e delle decisioni in materia di energia. La definizione di linee guida per il sistema energetico nazionale rappresenta un'occasione per completare i nodi dei processi decisionali che oggi mostrano evidenti intoppi e per promuovere una politica energetica di largo respiro in grado di offrire una visione coerente con le sfide della contemporaneità.

La riforma del titolo V della Costituzione e l'estensione del potere decisionale alle Regioni in tema di energia fa parte del processo di liberalizzazione che tuttavia necessita un completamento delle sue fasi attuative in grado di identificare un ruolo chiaro per Stato e Regioni. È difficile infatti chiedere il consenso su scelte di operatori privati, che inevitabilmente trovano difficoltà a livello locale, senza che tali scelte siano inquadrabili e leggibili all'interno di un percorso elaborato a livello nazionale, fatto proprio dallo Stato, condiviso e diramato sul territorio attraverso le amministrazioni decentrate. La mancanza di chiarezza nella politica energetica nazionale, e l'omissione di linee guida e testi unici nella regolazione dei diversi settori, lascia alla valutazione locale il pronunciamento su ambiti della politica energetica che riguardano il livello nazionale permettendo in tale modo l'alimentarsi di opposizioni locali. Senza linee guida, senza una prospettiva nazionale di impegni precisi sul piano energetico e ambientale una qualsiasi decisione a livello locale entra in contraddizione con gli obiettivi di politica energetica che invece risultano chiari a livello europeo, siano essi declinati nelle politiche per Kyoto o nelle direttive sulla qualità dell'aria.

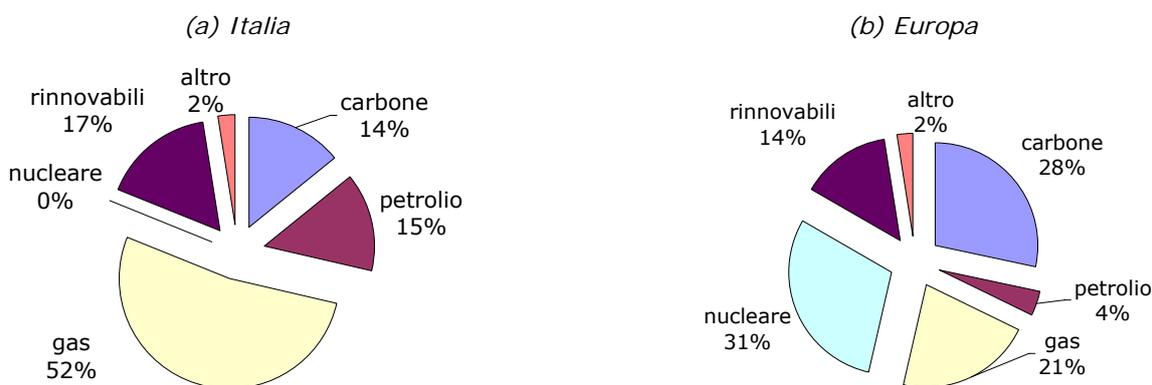
Chiarezza e condivisione degli obiettivi e completamento della normativa nei diversi settori sono l'ossatura indispensabile per l'accettabilità delle infrastrutture. Questo non significa che i problemi locali in presenza di una politica energetica nazionale non possano insorgere, ma che il dibattito sulle possibili soluzioni si imponga da subito all'interno di un ambito definito. Tale ambito può venire rafforzato attraverso un trasferimento di responsabilità ai livelli di amministrazione locale. In tema di fonti rinnovabili la responsabilità può prendere forma con il trasferimento di obiettivi precisi, in termini di efficienza energetica, promozione delle fonti rinnovabili, incentivazioni sulle infrastrutture energetiche, sottoscrizione di oneri di riduzione delle emissioni serra. È questo l'obiettivo che lo Stato nazionale dovrebbe prefiggersi nell'attuare metodologie di divisione dei compiti tra le Regioni. Un ulteriore passaggio a completamento del quadro amministrativo-decisionale tra Stato e Regioni riguarda l'inclusione della fiscalità energetica nelle proposte del cosiddetto federalismo fiscale. In particolare il trasferimento di responsabilità ed obiettivi a livello regionale, quale soluzione per facilitare l'accettabilità delle infrastrutture energetiche, dovrà essere accompagnato da un pari trasferimento di strumenti, quali la fiscalità, a disposizione delle Regioni per il perseguimento delle proprie politiche.

4 LE OPZIONI PER AFFONTARE LA SFIDA ENERGETICA

La sfida energetica pone problemi complessi che riguardano sia il tema dell'approvvigionamento, della dipendenza e della sicurezza, sia quello dei costi dell'energia che è centrale per la competitività paese e per i bilanci delle famiglie.

Un mix equilibrato delle fonti è una prima risposta a queste esigenze, anche tenendo conto della forte evoluzione tecnologica e della difficoltà di prevedere l'andamento dei prezzi dei combustibili, che suggeriscono di ridurre il rischio di una collocazione troppo concentrata su poche fonti di importazione, come succede oggi per la produzione di energia elettrica in Italia (figura 30).

Figura 30 – Confronto del mix delle fonti per la produzione di energia elettrica: Italia e media europa (2005)



Fonte: elaborazione ENEA su dati CE (DG TREN)

Le indicazioni che vengono dall'Unione Europea suggeriscono peraltro una lettura ulteriore del problema energetico non ristretto solo al tema dell'approvvigionamento e dei costi.

Il cambiamento tecnologico in atto rappresenta un'occasione da cogliere per inserirsi nei settori più promettenti, in cui l'UE vuole investire attraverso una politica della ricerca coerente con gli obiettivi indicati nel SET-Plan e con scelte che riguardano il sostegno agli interventi per l'efficienza energetica e alle tecnologie ad "emissione zero".

La recente scelta del Governo a favore del nucleare è, in quest'ottica, non solo un modo per realizzare un mix più equilibrato tra le fonti, ma anche il rientro in una tecnologia anch'essa in evoluzione, di cui l'ENEA ha continuato negli anni a seguire le tracce per una responsabilità, attribuitagli per legge, di "presidio nucleare".

L'Agenzia Internazionale per l'Energia propone, con forza, di dare priorità alle tecnologie che sono capaci o promettono di essere a "zero emissione", e dunque alle rinnovabili, al nucleare e all'energia da carbone con cattura e stoccaggio della CO₂. Quest'approccio ha l'evidente implicazione di sottolineare l'esigenza di investimento contestuale in queste tecnologie piuttosto che della contrapposizione fra di esse. In tutte le proiezioni sull'andamento dei consumi energetici, l'aspetto dominante è comunque assunto dagli interventi in materia di efficienza energetica, realizzati con adeguato sviluppo delle nuove tecnologie.

4.1 L'importanza dell'efficienza energetica

Allo stesso tempo per fronteggiare l'aumento dei consumi e le emissioni di CO₂ è necessaria una rivoluzione del settore energetico su vasta scala. L'efficienza è ritenuta da tutti la base di tale rivoluzione. Il concetto di rivoluzione/evoluzione energetica è basato proprio sul ruolo di risorsa energetica - virtuale ma efficace - che l'efficienza può giocare negli usi finali, dell'elettricità come degli usi di calore e nei trasporti. Un aumento significativo dell'efficienza con cui usiamo energia, può consentire infatti di veder crescere in modo rilevante il contributo delle fonti rinnovabili al fabbisogno globale di energia.

Ecco, dunque, che l'impegno europeo per una riduzione entro il 2020 delle emissioni serra del 20% rispetto al livello del 1990 passa prioritariamente per un incremento strutturale dell'efficienza energetica a tutti i livelli.

Con la presentazione del Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica la Commissione Europea ha compiuto un passo importante verso la risoluzione di problematiche energetiche, indicando una serie di provvedimenti prioritari che comprendono un'ampia rosa di iniziative finalizzate all'efficienza energetica e all'efficacia economica. Sulla base degli scenari disponibili, la riduzione di una percentuale pari al 20% dei consumi finali corrisponderebbe ad un risparmio di circa 30 Mtep, ovvero pari agli incrementi dei consumi previsti al 2030.

Il piano mette in luce l'importanza di applicare norme minime di rendimento energetico ad un ampio ventaglio di apparecchiature e prodotti (dagli elettrodomestici come i frigoriferi e i condizionatori fino alle pompe e ai ventilatori industriali), per gli edifici e per i servizi energetici. Insieme alle classi di efficienza e ai sistemi di etichettatura, l'introduzione di norme minime di rendimento energetico rappresenta uno strumento importante per eliminare dal mercato i prodotti che consumano troppo, per informare i consumatori sui prodotti più efficienti e per trasformare il mercato rendendolo più efficiente sotto il profilo energetico. Saranno elaborati requisiti minimi di rendimento anche per gli edifici nuovi e ristrutturati e verranno incentivati gli edifici a bassissimo consumo di energia (la cosiddetta "casa passiva").

La Commissione ritiene che i più consistenti risparmi di energia possano essere realizzati nei seguenti settori: gli edifici residenziali e commerciali (terziario), con un potenziale di riduzione stimato rispettivamente al 27% e al 30%, l'industria manifatturiera, con possibilità di risparmio di circa il 25%, e il settore dei trasporti, con una riduzione del consumo stimata al 26% (tabella 2).

In tal senso la Direttiva 2006/32/CE fissa "gli obiettivi indicativi, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari ad eliminare le barriere e le imperfezioni esistenti sul mercato che ostacolano un efficiente uso finale dell'energia". In particolare, in essa si stabilisce che gli Stati membri adottano e mirano a conseguire un obiettivo nazionale vincolante indicativo globale di risparmio energetico, pari al 9% per il nono anno di applicazione, tramite servizi energetici e altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica.

La struttura dei consumi di energia in Italia per fonte e nei diversi settori finali è rappresentata in tabella 3, mentre in figura 31 sono graficizzati i consumi di energia elettrica per settore di uso finale.

Tabella 2 – Risparmi potenziali nei vari settori degli usi finali per i Paesi UE

Settore	Consumo energetico 2005 (Mtep)	Consumo energetico 2020 (Business as usual) (Mtep)	Potenziale di risparmio 2020 (Mtep)	Potenziale di risparmio 2020 (%)
Residenziale	280	338	91	27
Edifici commerciali	157	211	63	30
Trasporti	332	405	105	26
Industria manifatturiera	297	382	95	25

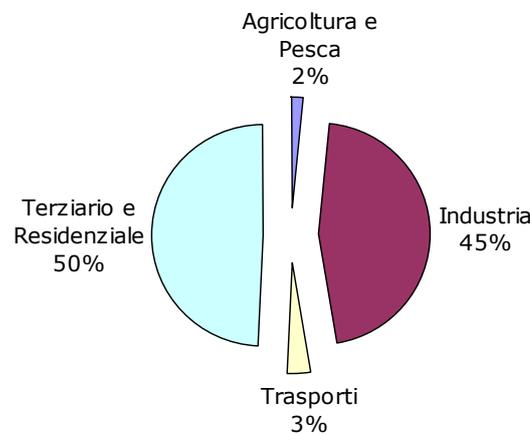
Fonte: Piano d'azione per l'efficienza energetica, COM (2006) 545

Tabella 3 - Consumi finali per settore e per fonte, Italia 2007

	Consumi (Mtep)	Petrolio (%)	Gas (%)	Carbone (%)	Elettricità (%)
Trasporti	44.650	97%	1%	-	2%
Industria	41.020	19%	40%	12%	29%
Residenziale e Terziario	43.410	11%	55%	4%	30%
Totale	144.100	48%	29%	5%	18%

Fonte: elaborazione ENEA su dati MiSE (Bilancio sintetico 2007)

Figura 31 - Consumi di energia elettrica per settore di uso finale, Italia 2007



Fonte: elaborazione ENEA su dati MiSE (Bilancio sintetico 2007)

Il Piano d'azione dell'Efficienza Energetica Italiano, presentato a settembre 2007, descrive gli orientamenti che il Governo ha già intrapreso ed intende proseguire per centrare l'obiettivo previsto dalla direttiva: 9,6% di risparmio energetico entro il 2016 (circa 11 Mtep). Le misure proposte agiscono sulle principali tecnologie disponibili per implementare un intervento efficace e lungimirante sull'efficienza energetica negli usi finali, creare una sinergia tra la necessità di ridurre la dipendenza energetica, aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e ridurre le emissioni di gas serra con effetti sulla competitività e innovazione tecnologica del sistema produttivo e la creazione di nuova occupazione.

Secondo lo schema fornito dalla Commissione EU, il documento si articola in 5 sezioni corrispondenti al settore residenziale, terziario, industriale (non ETS), trasporti e pubblico; per ciascun settore è stato richiesto di descrivere un certo numero di misure da adottare per ridurre i consumi (ad es. motori/inverters impiegati, consumi per illuminazione, consumi per apparecchiature ecc.). Nella tabella 4 sono sinteticamente riportate tutte le misure proposte e le corrispondenti valutazioni in termini di riduzione dei consumi al 2010 e al 2016.

Per ciascuna delle misure elencate sono state espresse delle valutazioni in merito agli effetti sulla riduzione dei consumi al 2010 e al 2016, in funzione degli strumenti utilizzati (incentivi, obblighi ecc.).

Tabella 4 - Interventi previsti dal Piano d'azione dell'Efficienza Energetica Italiano e relativi effetti di risparmio energetico

Programmi di miglioramento di efficienza energetica e altre misure di efficientamento per raggiungere l'obiettivo	Risparmio energetico annuale atteso al 2010 (GWh)	Risparmio energetico annuale atteso al 2016 (GWh)
Misure nel settore residenziale:		
1) Coibentazione superfici opache edifici residenziali ante 1980	1) 3489	1) 12800
2) Sostituzione di vetri semplice con doppi vetri	2) 233	2) 930
3) Sostituzione lampade ad incandescenza (GLS) con lampade a fluorescenza CFL 4300GWh	3) 1600	3) 4800
4) Sostituzione lavastoviglie con apparecchiature in classe A 1758GWh	4) 305	4) 1060
5) Sostituzione frigoriferi e congelatori con apparecchiature in classe A+ e A++ 4533GWh	5) 1210	5) 3860
6) Sostituzione lavabiancheria con apparecchiature in classe A superlativa	6) 31	6) 410
7) Sostituzione scaldacqua elettrici efficienti	7) 700	7) 2200
8) Impiego di condizionatori efficienti	8) 180	8) 540
9) Impiego impianti di riscaldamento efficienti	9) 8150	9) 26750
10) Camini termici e caldaie a legna	10) 1100	10) 3480
Misure nel settore terziario:		
1) Impiego impianti di riscaldamento efficienti	1) 5470	1) 16600
2) Incentivazione all'impiego di condizionatori efficienti	2) 835	2) 2510
3) Lampade efficienti e sistemi di controllo	3) 1400	3) 4300
4) Lampade efficienti e sistemi di regolazione del flusso luminoso (illuminazione pubblica)	4) 425	4) 1290
Misure nel settore industria:		
1) Lampade efficienti e sistemi di controllo	1) 700	1) 2200
2) Sostituzione motori elettrici di potenza 1-90kW da classe Eff2 a classe Eff1 ¹	2) 1100	2) 3400
3) Installazione di inverter su motori elettrici di potenza 0.75-90 kWh ²	3) 2100	3) 6400
4) Cogenerazione ad alto rendimento	4) 2093	4) 6280
5) Impiego di compressione meccanica del vapore	5) 1047	5) 3257
Misure nel settore trasporti		
1) Introduzione del limite di consumo di 140 g/km (media veicoli parco venduto)	1) 3490	1) 23260
Totale risparmio energetico atteso:	35.658	126.327

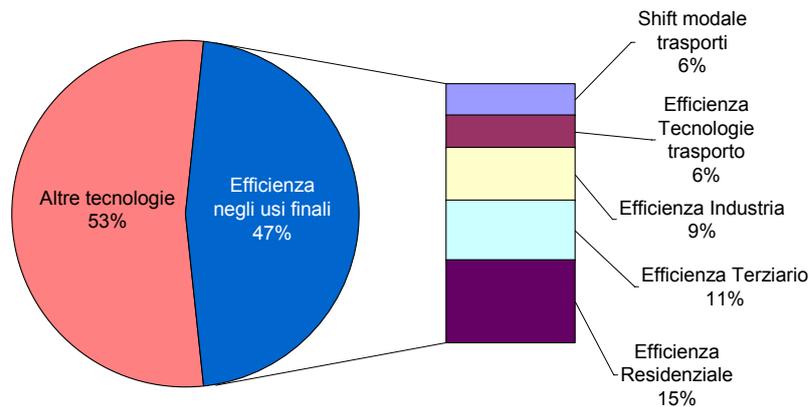
Per il raggiungimento di tale obiettivo sono stati messi in azione nuovi strumenti, indicati nel piano d'azione stesso, quali la *legge finanziaria 2008* (che estende provvedimenti già emanati nel 2007), il *progetto efficienza industria 2015*, la creazione di una Agenzia Nazionale per l'Efficienza Energetica, compito affidato all'ENEA.

Occorre inoltre citare le campagne di *formazione e informazione* orientate a tutte le categorie degli utenti finali (comprendenti vari settori: residenziale, terziario, industria), che insieme al ben noto meccanismo dei certificati bianchi costituiscono un adeguato supporto normativo in grado di sostenere ed orientare l'innovazione di un sistema energetico come quello del sistema Italia.

L'insieme delle azioni predette, infatti, punta ad un *modello di sviluppo* in cui possano articolarsi in modo armonico sia i fattori connessi alla necessità di una immediata riduzione dei consumi, che alle necessità di preparare un cambiamento tecnologico-industriale capace di dare impulso all'occupazione e far aumentare le esportazioni di nuove tecnologie efficienti sotto il profilo energetico.

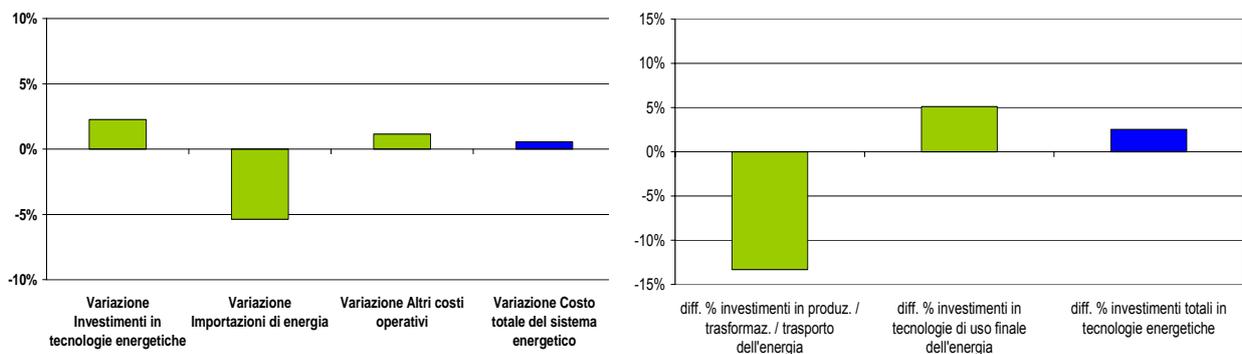
Gli scenari energetici elaborati da ENEA per l'Italia mostrano come soprattutto nel breve-medio periodo (2020) la possibilità di riduzioni consistenti dei consumi di energia, e più ancora delle emissioni di CO₂, sia legata in primo luogo a un uso massiccio di tecnologie più efficienti, il che richiede evidentemente investimenti per la diffusione e lo sviluppo di tecnologie innovative.

Figura 32 - Contributo percentuale dell'efficienza energetica negli usi finali alla riduzione delle emissioni di CO₂ nel 2020 nello scenario di accelerazione tecnologica ACT+



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 33 - Effetti dello scenario ACT+ sulle componenti di costo del sistema energetico nel 2020 (variazioni percentuali rispetto allo scenario di riferimento)



Fonte: elaborazione ENEA

Gli scenari ENEA di *accelerazione tecnologica* (vedi appendice Analisi di scenario) mostrano infatti come lo spostamento del sistema energetico lungo una traiettoria di sviluppo coerente con gli obiettivi sia di medio che lungo periodo abbia un impatto molto rilevante su tutte le componenti di costo del sistema energetico, a cominciare da quello per importazione di energia.

Con riferimento al 2020 la parte sinistra della figura 33 mostra come nel periodo 2008-2020 gli investimenti in tecnologie energetiche aumentino rispetto allo scenario di riferimento (forse scenario tendenziale), mentre si riducono le spese per le importazioni di energia (il risparmio sulla spesa cumulata sull'intero periodo è pari al 5%, con una riduzione annua che raggiunge il 10% nel 2020 e un risparmio sulla bolletta energetica del paese dell'ordine di 5 miliardi di euro annui).

La parte destra della figura 33 mostra come lo spostamento del sistema energetico lungo la traiettoria descritta dallo scenario richieda un cambiamento nella "struttura" degli investimenti sia sul lato della domanda che dell'offerta. Infatti l'accelerazione tecnologica comporta sul lato domanda una maggiore spesa per investimenti in tecnologie innovative in conseguenza degli acquisti di dispositivi più efficienti di uso finale (dalle automobili ai motori industriali, agli elettrodomestici). Dal lato dell'offerta, invece, cioè nelle fasi di produzione, conversione e trasporto dell'energia, lo stesso scenario presenta investimenti nelle tecnologie di molto inferiori a quella dell'evoluzione tendenziale, grazie alle riduzioni dei consumi energetici che caratterizza lo scenario.

A meno di interventi redistributivi, la parte preponderante dei costi del cambiamento del sistema, come anche la responsabilità delle decisioni di investimento, ricade sugli utenti finali, dunque su un numero enorme di soggetti, le famiglie e le imprese di piccole dimensioni che devono in concreto effettuare il cambiamento tecnologico mediante l'acquisto delle nuove tecnologie più efficienti. Contano i comportamenti ed è perciò importante un'opera di diffusione di conoscenze necessarie. L'accelerazione tecnologica determina, in ogni caso, al lordo di interventi correttivi da parte dei decisori, una sorta di "redistribuzione" del reddito, dai produttori e dai consumatori di energia verso i produttori di tecnologie di uso finale dell'energia. D'altra parte, va sottolineato come sia presumibile che ciò possa produrre effetti positivi sul sistema economico nazionale. A condizione ovviamente che quest'ultimo sia in grado di attivare un'offerta in grado di corrispondere a questo aumento della domanda, sviluppando ad esempio nuove filiere industriali, con conseguenze significative in termini di occupazione e di crescita complessiva del Paese.

4.2 Lo sviluppo delle fonti rinnovabili

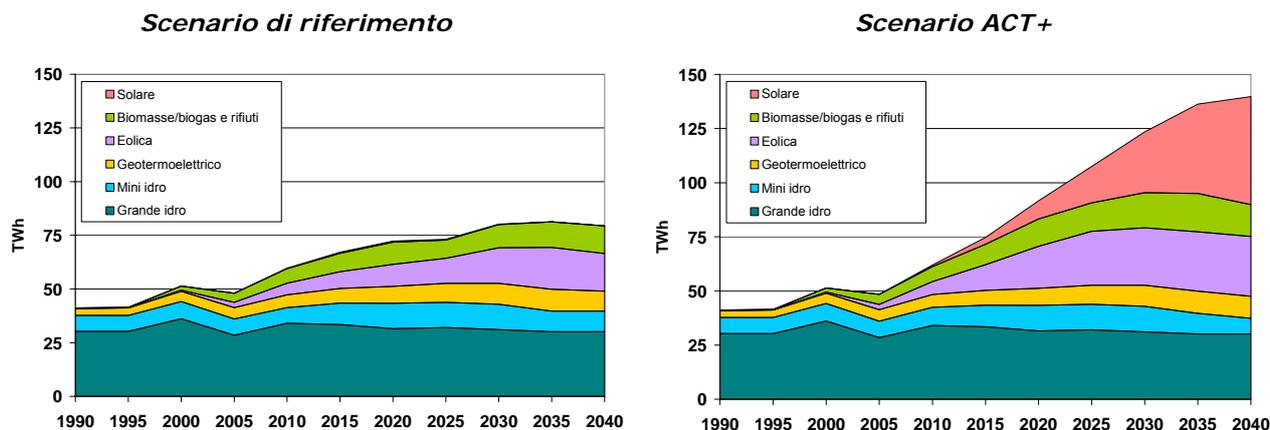
Lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia (FER) rappresenta un obiettivo di policy fortemente coerente con gli obiettivi di diversificazione e sicurezza degli approvvigionamenti e di riduzione delle emissioni di gas serra. Con la direttiva europea sulla promozione della generazione elettrica da fonte rinnovabile e l'istituzione di norme comuni per la promozione delle FER nei Paesi membri anche attraverso l'istituzione di un obiettivo nazionale, tutti gli Stati europei si sono dotati di meccanismi d'incentivazione. L'Italia ha optato per un sistema d'incentivazione basato sul meccanismo dei certificati verdi in discontinuità con la passata esperienza che riconosceva agli investitori tariffe certe in conto energia (CIP6). Il sistema italiano, rivisitato con la recente legge finanziaria del 2008, ha sofferto sin dall'inizio di incertezza tra una scelta di mercato ed una scelta di sistema amministrato. Sino alla riforma con la finanziaria del 2008 i prezzi dei certificati non erano determinati dai meccanismi di domanda e di offerta ma da un prezzo amministrato corrispondente alla media del costo degli impianti CIP6 che ha finito per portare gli incentivi in Italia al livello più alto in Europa.

La riforma introdotta con la finanziaria 2008 ha riportato il prezzo dei certificati al valore di mercato e l'eccesso di offerta di energia rinnovabile ha determinato un brusco calo del valore dei certificati già nei primi mesi del 2008. La finanziaria 2008 è inoltre intervenuta per introdurre due nuovi principi nella regolazione delle FER: una incentivazione differenziata per tecnologia, e l'introduzione di un meccanismo di incentivazione in conto energia per gli impianti rinnovabili di potenza inferiore ad 1 MW (200 kW per l'eolico). I produttori titolari di questi impianti potranno pertanto optare per il sistema dei certificati verdi o in alternativa per un sistema di prezzi garantiti in conto energia.

L'obbligo dei certificati verdi in Italia pesa in percentuale sulla generazione e l'importazione di energia elettrica ma prevede un'area di esenzione pari a circa il 40% della domanda nazionale. Le maggiori voci di esenzione sono costituite dagli impianti rinnovabili pre-esistenti (in particolare grande idro), cogenerazione, importazioni certificate come rinnovabili e le franchigie iniziali per i diversi operatori. Questa caratteristica fa sì che, anche a fronte di un incremento della percentuale d'obbligo, la quota di rinnovabili necessaria sia limitata dalla presenza delle esenzioni.

In un sistema di mercato, come quello dei certificati verdi, la quota d'obbligo dovrebbe corrispondere all'obiettivo nazionale di sviluppo delle fonti rinnovabili. Questa regola non è mai stata declinata nell'ordinamento italiano dove la quota d'obbligo è definita di volta in volta in base a considerazioni non legate agli obiettivi nazionali di sviluppo delle FER. In particolare, prolungando l'attuale sistema dei certificati verdi al 2020, si giunge ad un contributo delle FER corrispondente a circa 70 TWh, del tutto insufficiente rispetto agli obiettivi enunciati dal Ministero dello sviluppo economico che vedono a tale data un apporto delle FER di circa 100 TWh. Appare quindi evidente, a questo proposito, la necessità di elaborare una politica di promozione delle fonti rinnovabili che renda i meccanismi di incentivazione effettivi strumenti per il conseguimento di un obiettivo nazionale.

Figura 34 - Il contributo delle diverse fonti rinnovabili negli scenari di riferimento e di accelerazione tecnologica



Nota: il contributo della fonte solare nello scenario di riferimento è talmente esiguo da non essere evidenziato in figura
Fonte: elaborazione ENEA

Il mercato delle rinnovabili in Italia è cresciuto negli ultimi anni: ma questo sviluppo, ancorché influenzato da un elevato livello di incentivazione solo di poco attenuato nell'ambito della finanziaria 2008, non si potrà consolidare se non contestualmente ad una crescita significativa della presenza dell'industria nazionale nei settori tecnologici la cui carenza si paga oggi in termini di importazioni nette di tecnologia dall'estero.

4.3 Il ruolo del nucleare

Sono oggi in esercizio nel mondo 439 reattori nucleari di potenza, per una potenza installata di 372 GWe, che coprono circa il 16% della produzione mondiale di energia elettrica mentre, per quanto riguarda il futuro prossimo venturo, si assiste ad una ripresa di interesse per l'energia nucleare.

La maggioranza del parco mondiale attuale è costituito da reattori della cosiddetta II Generazione, corrispondente alla tecnologia nucleare sviluppata negli anni 60-80 (la I Generazione è quella dei reattori prototipi sviluppati negli anni 50-60, attualmente non più in funzione, tranne alcuni esemplari ancora in esercizio nel Regno Unito).

La III Generazione, sviluppata negli anni 90, rappresenta lo stato dell'arte attuale, ovvero i reattori disponibili oggi sul mercato. La differenza più rilevante degli impianti nucleari di III Generazione rispetto a quelli di II consiste nell'adozione di sistemi di sicurezza passiva ossia che non richiedono il controllo attivo mediante componenti e/o meccanismi attuati elettricamente oppure grazie all'intervento dell'operatore, per la gestione di incidenti in caso di malfunzionamenti del sistema, ma fanno affidamento sulle leggi della fisica come la gravità, la convezione naturale o la resistenza alle alte temperature. Inoltre i reattori di III Generazione, detti anche "evolutivi", rappresentano un avanzamento rispetto alla II Generazione per essere caratterizzati da:

- standardizzazione del progetto al fine di accelerare il processo di certificazione, riduzione del costo capitale e dei tempi di realizzazione;
- semplificazione e maggior "robustezza" del progetto, rendendone l'esercizio più semplice e meno vulnerabile ai malfunzionamenti operativi;
- più elevata disponibilità d'impianto e vita operativa più lunga (tipicamente 60 anni);
- riduzione del rischio di fusione nocciolo;
- riduzione dell'impatto ambientale a parità di energia prodotta;
- tassi di combustione (*burn-up*) nel combustibile più elevati con conseguente riduzione del volume dei rifiuti ad alta attività.

Le motivazioni che stanno alla base del rinnovato forte interesse per l'opzione elettronucleare, possono essere ricondotte essenzialmente:

- alla sua sostanziale indipendenza dal costo della materia prima. In presenza di un costo del petrolio e del gas particolarmente elevati, l'investimento nel nucleare ha il vantaggio di un costo del combustibile pari a circa il 5%, anche se è assai impegnativo l'investimento sull'impianto;
- alla necessità di garantire una produzione elettrica di base "carbon free". Ciò è tanto più importante quando si considera che c'è una parte del consumo di petrolio che è sostanzialmente incompressibile ed è quella generata dal settore dei trasporti.

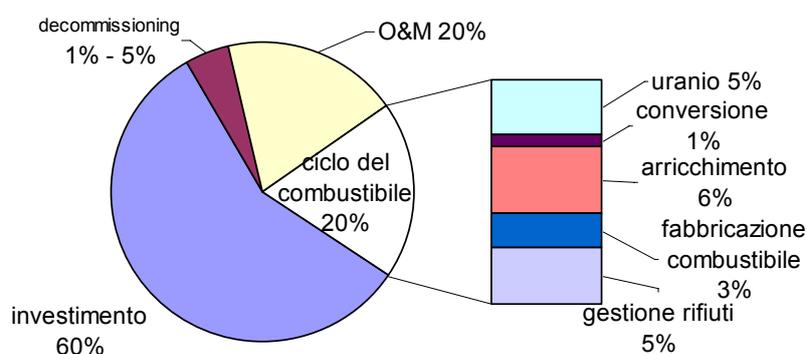
Il processo della fissione nucleare implica un'enorme concentrazione di energia potenziale. Tale concentrazione esige l'impiego di tecnologie complesse e affidabili in quanto sistema che portino la sicurezza al livello necessario. È per questo che l'opzione elettronucleare comporta l'attivazione di un "sistema" triangolare fra PA, imprese e istituzioni scientifiche che, integrato a livello internazionale, permetta la necessaria qualificazione delle tecnologie, la presenza di operatori adeguati e corrette politiche regolatorie.

Il costo del nucleare ha una composizione legata a numerosi fattori (figura 35) che possono essere ricondotti a costo del combustibile, esercizio impianti, decommissioning e smaltimento scorie. Il costo per kWh è fortemente influenzato dal numero delle centrali realizzate. Tanto è maggiore la numerosità delle centrali tanto più si distribuiscono i costi di sistema (sicurezza, controlli, gestione delle scorie). I tempi di recupero dell'investimento hanno grande rilievo, perché è rilevante l'impegno di spesa per la realizzazione dell'impianto e la sua vita utile. La lunghezza dell'orizzonte temporale di riferimento è un elemento di rischiosità per l'investitore che per avere certezza dei suoi ricavi prospettici, tende a stabilire in qualche caso convinzioni tariffarie ad "hoc". La durata della vita degli impianti nucleari esistenti tende peraltro ad allungarsi fino a raggiungere 50 o addirittura 60 anni, per realizzare il massimo beneficio dell'investimento fatto a suo tempo. Nei paesi che hanno già fatto la scelta nucleare la possibilità di "allungare" la vita delle centrali esistenti tende in alcuni casi a prevalere in quanto più conveniente rispetto all'investimento in nuove centrali.

Sono sempre valutazioni di carattere economico, in particolare quelle volte ad assicurare la redditività dell'investimento, a determinare scelte come quelle in atto in Finlandia con una *Governance* che assicura la partecipazione sia degli utenti che degli attori del settore pubblico e privato. Il costo dell'investimento necessario ad assicurare la sicurezza e la gestione della filiera nucleare, e la sua ripartizione tra attori pubblici e privati, incide infatti in maniera significativa sulla convenienza ad investire sul nucleare.

Il rientro del nostro Paese nel nucleare rappresenta non solo un modo per riequilibrare il mix di fonti oggi dominate nella produzione di energia elettrica dal gas ma anche il reingresso in una tecnologia di grande complessità e con importanti ricadute industriali.

Figura 35 – La composizione dei costi della filiera nucleare



Fonte: elaborazione su dati OECD-NEA

Non va trascurato l'effetto "qualitativo" che l'impegno tecnologico legato alla esigenza di sicurezza del nucleare impone a tutte le attività produttive e di servizio che gli sono connesse. La gestione della complessità che è imposta dal nucleare è poi uno stimolo per l'Amministrazione Pubblica che si dovrà confrontare con le esigenze di affidabilità delle procedure adottate per la sua gestione.

Non va dimenticato inoltre l'effetto di questa scelta di qualità nella capacità di internazionalizzazione delle nostre imprese. Ciò è tanto più vero se si guarda all'orizzonte temporale di medio periodo, legato necessariamente all'evoluzione delle tecnologie nucleari.

La scelta di avviare il rientro nel nucleare con i reattori di III generazione, consente di progettare la partecipazione italiana all'evoluzione della Generazione III+ e successivamente alla IV.

I reattori della Generazione III+ sono destinati ad essere introdotti nel mercato entro i prossimi 10-15 anni, con un ruolo che potrebbe essere definito da "battistrada" rispetto ai sistemi di IV Generazione. Fra essi particolare attenzione merita il reattore IRIS (International Reactor Innovative&Secure), sviluppato da un gruppo internazionale (IRIS Project) di 20 partners (università, industrie, enti di ricerca, utilities) provenienti da 10 paesi (USA, Brasile, Croazia, Giappone, Italia, Messico, Spagna, Regno Unito, Russia, Lituania), sotto la leadership di Westinghouse LLC.

I reattori di IV generazione che potranno divenire operativi fra 25-35 anni, con progressi su:

- sostenibilità, ovvero massimo utilizzo del combustibile e minimizzazione dei rifiuti radioattivi;
- economicità, ovvero basso costo del ciclo di vita dell'impianto e livello di rischio finanziario equivalente a quello di altri impianti energetici;
- sicurezza e affidabilità; in particolare i sistemi di quarta generazione dovranno avere una bassa probabilità di danni gravi al nocciolo del reattore e tollerare anche gravi errori umani; non dovranno, inoltre, richiedere piani di emergenza per la difesa della salute pubblica, non essendoci uno scenario credibile per il rilascio di radioattività fuori dal sito;
- resistenza alla proliferazione e protezione fisica contro attacchi terroristici.

La filiera nucleare e il costo dell'energia prodotta

Tre sono le voci principali che contribuiscono ai costi diretti della produzione da energia nucleare: i costi di costruzione, i costi di combustibile e di esercizio e manutenzione (O&M), i cosiddetti costi di chiusura (detti anche di back-end), comprendenti i costi per il decommissioning e per il deposito di lungo periodo delle scorie.

I **costi di costruzione** sono particolarmente importanti nella determinazione della competitività di un impianto nucleare poiché gran parte del costo del megawattora prodotto da questa tipologia di impianto è riconducibile a questa voce di costo. Tra i fattori che incidono sui costi di costruzione del reattore figurano:

- il costo della tecnologia (macchinario, attività di ingegneria e costruzione), anche definito come costo *overnight* di costruzione;
- la durata del periodo di costruzione e profilo di spesa nel periodo;
- i costi di capitale, che sono elevati e dipendono dallo schema di finanziamento adottato per la realizzazione dell'impianto, cioè il dai parametri finanziari del progetto (es. rapporto debito/capitale proprio e relativi tassi di interesse; vita economica dell'impianto; periodo di rimborso del debito).

I **costi dell'uranio** sono saliti tra il 2001 e il 2006 da 13 a 95 \$/kg, spinti dalle aspettative relative ad una rinascita del nucleare. Nel 2008 il prezzo è ulteriormente salito a circa 190 \$/kg. Sebbene il costo dell'uranio incida solo marginalmente sul costo della produzione elettrica, gli elevati prezzi del minerale potrebbero incentivare le attività di esplorazione e le nuove scoperte. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia, al livello attuale di domanda pari a 65.000 t/anno, le riserve convenzionali di uranio (4,6 milioni di tonnellate) sono sufficienti per circa 85 anni (contro 133 anni per il carbone e 63 per il gas naturale). L'uranio utilizzato per scopi militari e quello sottoposto a riprocessamento possono estendere il rapporto riserve/produzione a circa 100 anni. Lo sviluppo dei reattori veloci, inoltre, potrebbe rendere le riserve sufficienti per oltre 2500 anni. Le riserve di uranio sono invece stimate con maggiore incertezza

ma si ritiene che siano il triplo delle riserve provate. I principali produttori di uranio sono l'Australia e il Canada ma le riserve sono distribuite in molte aree del mondo.

I **costi di combustibile** incidono in misura limitata sui costi di una centrale nucleare. Il processo di produzione del combustibile nucleare a partire dall'uranio è ormai maturo; inoltre nei reattori di terza generazione il rendimento nell'utilizzo dell'uranio è cresciuto (intorno i 60.000 MWh/t). Ai prezzi attuali dell'uranio, i costi di combustibile (esclusi i costi di chiusura del ciclo) incidono sul costo complessivo dell'energia prodotta dal reattore per circa 4 €/MWh: la forte volatilità mostrata in questi ultimi mesi dal prezzo dell'uranio ha quindi scarsa ripercussione sul costo finale dell'energia prodotta. Ai costi di fabbricazione del combustibile devono poi essere aggiunti quelli per la chiusura del ciclo: waste management temporaneo, riprocessamento, deposito finale. Le stime di questi costi sono molto variabili, tuttavia anche in questo caso il loro impatto sul costo complessivo è limitato (entro una forchetta 2-5 €/MWh).

I **costi di O&M** coprono tutte le attività necessarie per garantire il funzionamento in sicurezza del reattore durante la sua vita operativa. Essi includono i costi di personale, di assicurazione, i contratti di manutenzione, i costi per i controlli sulla sicurezza e altri costi sostenuti dall'impresa per la gestione dell'impianto. Anche in questa tipologia di costi è molto variabile da paese a paese essendo influenzata dal costo del lavoro, dalle regolamentazioni sulla sicurezza ecc. I dati dei recenti studi internazionali riportano valori compresi in un intervallo di 7-9 €/MWh.

I **costi di decommissioning** sono spesso considerati un punto critico per gli impianti nucleari, anche alla luce di alcuni riscontri relativi al decommissioning di impianti di prima generazione. Tuttavia negli impianti di III generazione qui considerati, grazie anche all'attenzione posta al problema fin dalla fase progettuale, i problemi e i costi attesi per la fase di decommissioning sono sicuramente minori.

Gli altri costi - L'impiego della tecnologia nucleare comporta altri costi indiretti, di cui nell'analisi svolta non si è tenuto conto in quanto non necessariamente ricadono sul singolo impianto ma sull'intero sistema, quali ad esempio:

- i costi per gli organismi che devono garantire il controllo e la sicurezza rispetto ai rischi della tecnologia nucleare;
- i costi del deposito geologico permanente per custodire le scorie della produzione nucleare che rimangono dopo la chiusura del ciclo del combustibile e del decommissioning;
- i costi per altre facilities nucleari diverse da quelle considerate, ma necessarie per il funzionamento degli impianti (es. impianti di riprocessamento del combustibile).

Con il termine "**filiera nucleare**" si intende il percorso costituito dall'insieme hardware e software del filone produttivo che va dalla miniera delle "materie prime fonti" alla chiusura del ciclo produttivo con il deposito finale di tutti i rifiuti. Quindi con il termine "filiera nucleare" si indica: l'estrazione dell'uranio dalla miniera, la sua separazione chimica dalla ganga, l'arricchimento isotopico, la costruzione degli elementi di combustibile, l'uso in reattore, il reattore stesso e tutto quanto necessario per realizzarlo, incluso il siting e la parte elettrica fino alla connessione in rete, il suo esercizio e smantellamento, il trattamento o ritrattamento del combustibile irraggiato, la gestione di tutti i rifiuti radioattivi (generati in tutte le fasi) e il loro smaltimento e i relativi stoccaggi e trasporti.

La ricerca diretta della segregazione degli effluenti radioattivi liquidi e solidi in materiali dotati di grande stabilità fisica e chimica potenzialmente idonei allo smaltimento è cominciata agli inizi degli anni 60. Tra i materiali idonei per il condizionamento di rifiuti, la ricerca ha individuato le matrici cementizie e quelle vetrose, le prime per i rifiuti nucleari a bassa attività detti anche a vita breve, le seconde per quelli ad alta attività o a vita lunga.

La sistemazione finale dei rifiuti prodotti consiste nel trasferire i manufatti di rifiuti condizionati in un sito per il loro accantonamento permanente. Il principio che governa lo smaltimento dei rifiuti radioattivi in un determinato sito è che i manufatti condizionati siano depositati in modo che le sostanze pericolose in essi contenute non possano più venire in contatto diretto o indiretto con la biosfera. Altro principio basilare è garantire che questo contatto venga escluso almeno per tutto il periodo in cui dura la pericolosità dei rifiuti. L'isolamento della biosfera viene realizzato interponendo tra la sostanza pericolosa e l'ambiente esterno un sistema di barriere di contenimento. Siccome l'unico mezzo che può veicolare le sostanze radioattive verso l'esterno è l'acqua, di fatto la funzione delle barriere del deposito è quella di prevenire che un qualsiasi mezzo acquoso venga in contatto con i radionuclidi e comunque di impedire che, qualora in particolari condizioni comprese quelle incidentali questo contatto avvenga, fuoriesca dalle strutture del deposito. Nel caso di rifiuti a bassa attività, che costituiscono circa il 95% dell'intera produzione, l'isolamento deve essere garantito al massimo per qualche secolo. Il materiale impiegato è il calcestruzzo le cui proprietà meccaniche, idrauliche e chimiche ne fanno un mezzo ideale.

Nel deposito definitivo dei rifiuti a vita lunga, si tratta di isolare i rifiuti dalla biosfera per periodi molto lunghi: migliaia, decine e talvolta centinaia di migliaia di anni. La soluzione che ormai viene universalmente perseguita per realizzare questo obiettivo è il loro deposito in alcune formazioni geologiche profonde adatte a restare stabili ed inalterate per periodi che si misurano nella scala dei tempi geologici. Hanno questi requisiti i giacimenti come i bacini salini, specie quelli di salgemma e quelli argillosi. Presentano requisiti di idoneità anche altri particolari tipi di rocce cristalline come i graniti non fratturati. Le miniere di sale costituiscono un mezzo ideale: la loro stessa esistenza, essendo il sale altamente solubile, testimonia l'assenza di acqua da epoche geologiche, la cui scomparsa per evaporazione è infatti il fenomeno che ha permesso la formazione del giacimento. Anche i bacini argillosi presentano caratteristiche altrettanto favorevoli; le argille, oltre alle note caratteristiche di impermeabilità hanno proprietà di barriera geochimica e possono intrappolare eventuali specie chimiche migranti.

4.4 Le tecnologie a emissioni zero per l'energia da carbone

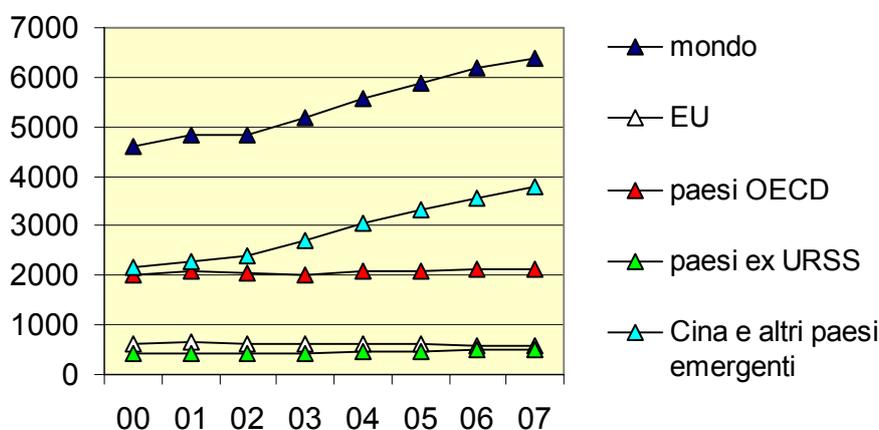
Il carbone è la fonte fossile che mostra i tassi di incremento più elevati negli ultimi anni e i dati statistici evidenziano come la produzione riesca rapidamente ad adeguarsi all'incremento della domanda. La crescita della domanda di carbone avviene in maniera preponderante in Asia e appare determinata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

L'utilizzo prevalente del carbone è legato alla generazione d'energia elettrica; in alcuni Paesi è diffuso l'uso del carbone nel settore industriale (soprattutto siderurgico), mentre in Cina è forte anche la domanda proveniente dal settore residenziale per il riscaldamento degli ambienti. Si noti come anche in Giappone i consumi di carbone sono cresciuti negli ultimi anni infatti, la necessità di una maggiore diversificazione delle fonti d'approvvigionamento, la ricerca di fonti energetiche meno costose in una fase di prezzi energetici crescenti hanno favorito il ricorso al carbone anche in un Paese molto attento ai problemi ambientali.

L'esistenza di imponenti riserve di giacimenti in molte aree del mondo geopoliticamente sicure e l'assenza per più di 100 anni di preoccupazioni legate all'esaurimento di questa risorsa (tabella 5) fanno sì che l'elemento sicurezza dell'approvvigionamento e quello della scarsità incidano ben poco sul prezzo. Come si vede in tabella 6 da questo punto di vista la disponibilità del carbone risulta molto maggiore di quella del gas.

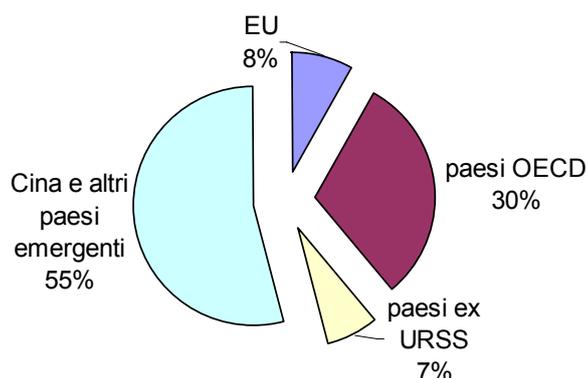
Questi fattori, in una fase in cui petrolio e gas seguono traiettorie di prezzo ascendenti, hanno reso di nuovo interessante questo combustibile, il cui uso, come si è visto, ha ripreso crescere anche nei paesi sviluppati.

Figura 36 – Andamento della produzione di carbone in alcuni paesi, anni 2000-2007 (Mt)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy June 2008

Figura 37 – Produzione di carbone. Anno 2007 (3135,6 Mtep)



Fonte: elaborazione su dati BP Statistical Review of World Energy June 2008

Tabella 5 – Riserve di carbone nel mondo e in alcune aree geografiche: quantità (Mt), percentuali per area e durata (R/P Ratio*), 2007

Aree geografiche	Mt	% sul totale	R/P* (n° anni)
Unione Europea	29570	3,5%	50
paesi OECD	356910	42,1%	168
paesi ex URSS	225995	26,7%	463
Cina e altri paesi emergenti	264583	31,2%	70
Mondo	847488	100,0%	133

* R/P Ratio indica il rapporto riserve/produzione in termini di n° di anni in cui potranno durare tali riserve se la produzione dovesse continuare al tasso attuale

Fonte: World Energy Council - Survey of Energy Resources 2007

Tabella 6 – Riserve di gas nel mondo e in alcune aree geografiche: quantità (migliaia di miliardi di m³), percentuali per area e durata (R/P Ratio*), 2007

Aree geografiche	migliaia di miliardi di m ³	% sul totale	R/P* (n° anni)
Unione Europea	2,84	1,6%	14,8
paesi OECD	15,77	8,9%	14,4
paesi ex URSS	53,53	30,2%	67,7
Mondo	177,36	100,0%	60,3

Fonte: BP Statistical Review of World Energy June 2008

Questi elementi mostrano come la riduzione delle emissioni di gas di serra debba passare attraverso lo sviluppo di tecnologie pulite per l'utilizzo del carbone e come tale sviluppo debba essere una occasione di collaborazione scientifica e di trasferimento tecnologico necessaria all'adozione delle tecnologie pulite nei grandi paesi asiatici.

Le tecnologie della cattura e confinamento della CO₂ (CCS) rappresentano una preziosa opportunità per un impiego dei combustibili fossili compatibile con l'esigenza di limitare l'emissione di gas serra a livelli sostenibili per l'ambiente. Molte delle tecnologie CCS sono già disponibili (ad esempio la gassificazione del carbone, la produzione di ossigeno, i reattori di shift, i processi di estrazione di gas acidi da miscele di gas) ma hanno bisogno di essere integrate opportunamente con l'impiantistica di produzione energetica per minimizzare le perdite energetiche ed i costi aggiuntivi ad esse associate. In quest'ottica, le attività di R&SD sui sistemi CCS giocheranno un ruolo di primaria importanza ai fini del raggiungimento di tali ambiziosi obiettivi, strada obbligata per il futuro sviluppo e l'applicazione commerciale di tali tecnologie.

Le tecnologie di cattura della CO₂

Nei processi di generazione elettrica, la CO₂ può essere separata dagli altri effluenti sia con metodi di cattura pre-combustione, grazie ad un trattamento sul combustibile di origine fossile a monte della combustione, che con metodi di cattura post-combustione che si applicano appunto a valle della combustione, sui fumi prodotti. Esiste poi una terza possibilità, che è rappresentata dall'utilizzo di sistemi a oxy-combustione, che impiegano come comburente ossigeno invece che aria, e che da luogo ad un flusso di CO₂ molto concentrata. Le tecnologie proposte sono attualmente a differenti stadi di maturazione. L'UE intende realizzare a breve dodici impianti sperimentali nei paesi che presenteranno le proposte più valide ed interessanti.

Le tecnologie di stoccaggio della CO₂

Il destino relativo alla CO₂ catturata prevede diverse possibilità. Il confinamento geologico può essere attuato in formazioni saline profonde, in pozzi esauriti di petrolio-gas, in giacimenti di carbone profondi o in campi geotermici non sfruttabili. Per quanto riguarda la situazione italiana, si stima per il nostro Paese una capacità di sequestrazione geologica della CO₂ negli acquiferi profondi, ivi incluse le aree geotermiche, di 440 Mt, dei quali 353 onshore e 84 Mt offshore. Per quanto riguarda i giacimenti di olio e gas onshore il valore stimato è di 1.790 Mt di CO₂.

Pertanto, complessivamente, in Italia si potrebbero sequestrare 2.230 M/t di CO₂. Le principali barriere all'applicazione delle tecniche di stoccaggio geologico sono individuabili nella insufficiente conoscenza della geologia delle aree d'interesse, per quanto riguarda in particolare gli aspetti mineralogici, idrologici e geochimici e nella limitatezza delle conoscenze in merito al comportamento della CO₂ immagazzinata, sia ai fini degli effetti globali (quali rischio di fughe che potrebbero in parte vanificare lo sforzo di cattura e confinamento) che locali dati da effetti dannosi sull'ambiente e sulla popolazione in caso di rilascio rapido di quantità significative.

Altri ostacoli che attualmente ne limitano l'uso sono quelli della inadeguatezza della normativa relativa alla gestione dei rifiuti, all'uso del sottosuolo e del mare e all'accettabilità sociale, in relazione in particolare ai rischi di effetti locali dannosi. I molti progetti, avviati in varie parti del mondo, mirano pertanto da un lato a validare i metodi per la scelta dei siti e la stima dei rischi in una pluralità di contesti geologici anche molto diversificati e dall'altro a ottimizzare le tecniche di controllo dalla superficie dell'evoluzione negli strati geologici profondi della CO₂ iniettata. Il fine ultimo è quello di sviluppare "best practice" e "standard" per tutte le fasi operative connesse, che servano da base nella definizione delle procedure autorizzative e delle responsabilità correlate alla scelta dei siti, all'esecuzione del confinamento, al controllo a breve e lungo termine, all'abbandono dei siti di confinamento.

4.5 Gli effetti dell'accelerazione tecnologica negli scenari di medio e lungo periodo

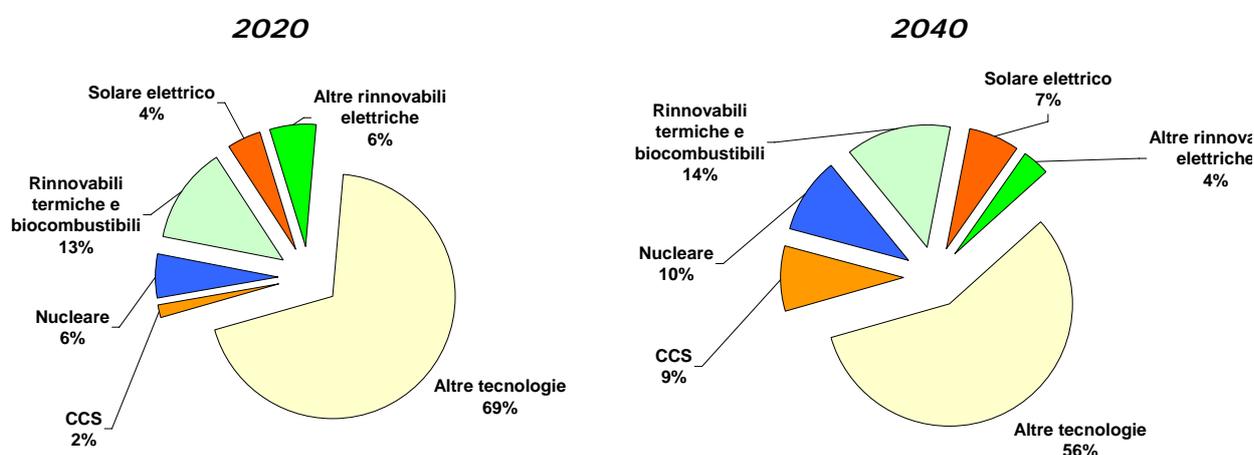
Gli obiettivi UE di riduzione dei consumi, di aumento delle energie rinnovabili e di riduzione dei gas serra sono certamente difficili da raggiungere. Non c'è dubbio però - ed è la tesi di questo Rapporto - che senza un impegno in R&S decisamente più elevato del passato che dia luogo ad un percorso d'innovazione e di cambiamento accelerato delle tecnologie energetico-ambientali, essi risultano punti di arrivo quasi inavvicinabili.

Molti paesi europei hanno preso sul serio questa sfida e gli altri, compreso il nostro, rischiano di esser trascinati in un processo di cui pagheranno i costi senza averne i benefici. Questi ultimi non saranno soltanto la CO₂ evitata, ma anche il possesso di tecnologie che aumenteranno la competitività di paesi leader come Germania e UK che da tempo, ormai, si sono collocati in questa prospettiva. Chi non avrà investito in R&S e nelle nuove tecnologie si troverà, con ogni probabilità, ad incentivare, pagandone i relativi costi, come già succede oggi, le energie rinnovabili e allo stesso tempo ad importare la relativa tecnologia dai paesi leader nonché a pagare il conto, piuttosto salato, del mancato rispetto degli impegni assunti a livello internazionale per la riduzione della CO₂. Nella convinzione, invece, della virtuosità del percorso indicato dalla Commissione Europea e delle potenzialità d'innovazione indicate in maniera esplicita con il riferimento ad una "nuova rivoluzione industriale" che ne potrebbe scaturire, si è voluto evitare di procedere per mere enunciazioni di principio non sostenute da dati quantitativi. Si è provato perciò a realizzare, pur nella consapevolezza della opinabilità

dell'esercizio, alcune simulazioni delle compatibilità che devono essere rispettate per raggiungere nel nostro Paese gli obiettivi UE, utilizzando un modello della "famiglia" Markal³.

Le conclusioni, come accade per ogni esercizio di simulazione, hanno una validità limitata alle ipotesi adottate e ai legami funzionali previsti dal modello, che, in questo caso è progettato per individuare la soluzione tecnologica meno costosa per raggiungere gli obiettivi programmati di riduzione delle emissioni. Le ipotesi adottate sono quelle previste negli scenari IEA 2008, sia per quel che riguarda l'evoluzione del prezzo del petrolio che per quel che riguarda l'evoluzione e il costo delle diverse tecnologie energetiche. L'evoluzione dei consumi di energia per il nostro Paese è stimata tenendo conto delle proiezioni demografiche elaborate dall'ISTAT. Per il trend di crescita del PIL, oltre ai dati del recente DPEF, sono stati adottati trend di crescita in linea con gli andamenti di lungo periodo della nostra economia. Gli scenari considerati, in analogia con quelli IEA, sono quello ACT che prevede un'accelerazione tecnologica limitata alle tecnologie esistenti o già in fase di sviluppo avanzato; quello BLUE che prevede lo sviluppo di nuove tecnologie e una riduzione del 50% delle emissioni; quello ACT+ che è la combinazione dei due precedenti scenari, il primo per il medio e il secondo per il lungo periodo.

Figura 38 – Contributo di nucleare, CCS e rinnovabili alla riduzione delle emissioni negli scenari di accelerazione tecnologica (rispetto allo scenario di riferimento)



Fonte: elaborazione ENEA

Gli effetti dell'accelerazione tecnologica sulla riduzione delle emissioni nel medio (2020) e nel lungo (2040) periodo sono graficizzati nella figura 38 che mostra il contributo previsto dallo scenario di accelerazione tecnologica ACT+ rispetto allo scenario di riferimento.

Vengono di seguito sintetizzati i principali risultati delle analisi di scenario, illustrate nell'Appendice "Le analisi di scenario":

- Pur adottando la scelta IEA di attribuire rilievo all'impiego del carbone a ragione sia della dimensione delle riserve accertate che per la loro accessibilità in molte parti del mondo, i tempi necessari per la disponibilità della tecnologia "zero emission" consentono di prefigurarne la relativa produzione di energia solo a partire dal 2025, con una quota sul totale che arriva al 9% nel 2040.
- Il nucleare contribuisce senz'altro a modificare il mix energetico e dunque a rispondere al tema dell'approvvigionamento. Peraltro, pur partendo dalle indicazioni del Governo rispetto a tempi ed impegno sul nucleare e proiettando in avanti lo stesso impegno, la quota del nucleare con tecnologia di terza generazione (considerato che l'operatività della quarta è attesa non prima di 25-35 anni) arriva a contribuire alla riduzione complessiva delle emissioni per il 6% nel 2020 e il 10% nel 2040.

³ L'attività di elaborazione di scenari energetici nazionali è condotta dall'ENEA in collaborazione con l'APAT.

- c) Risulta confermata l'importanza decisiva dell'investimento nelle tecnologie per l'efficienza energetica e, in particolare, in quelle per l'efficienza negli usi finali dell'energia, perché da tale investimento dipende, secondo la simulazione, il 45% della riduzione delle emissioni. Gli effetti sono assai differenziati per i diversi settori. Il residenziale e i servizi hanno i migliori risultati (14 e 11%, rispettivamente) seguiti dall'industria al 9%. È importante rilevare che, secondo la simulazione, gli investimenti in tecnologie per l'efficienza negli usi finali dell'energia determinano già nel 2020 una riduzione nella bolletta energetica dell'ordine di 5 miliardi di euro per anno.
- d) Il settore dei trasporti incide in modo significativo sui consumi energetici (30% circa) e sulle relative emissioni di gas serra e risponde assai poco (6%) agli interventi tecnologici per ridurre consumi ed emissioni sui motori a combustione esistenti. D'altra parte, secondo le indicazioni che provengono dalla Commissione Europea, l'introduzione di motori alimentati a celle a combustibile e idrogeno non sembrano produrre effetti significativi prima del 2030. C'è da chiedersi quale potrebbe essere il contributo di una massiccia introduzione di auto "ibride" o addirittura elettriche, per una traiettoria virtuosa del sistema dei trasporti che rimane oggi un problema centrale per qualsiasi paese. Si tratta di consumi di petrolio che risultano sostanzialmente incompressibili e in crescita costante nonché, per il nostro Paese, ragione importante di dipendenza dall'estero.
- e) Solare, biomasse, biocombustibili e le altre rinnovabili raggiungono nelle simulazioni gli obiettivi assegnati dall'Europa. Gli investimenti sul solare fotovoltaico e termodinamico, già ingenti al 2020 (circa 15 miliardi di euro), superano i 20 miliardi di euro in ognuno dei due decenni successivi.
- f) Solo lo scenario ACT+ consente di spostare la traiettoria del sistema energetico italiano verso una riduzione delle emissioni vicina al 50% dello scenario di riferimento.
- g) Va osservato, infine, ed è importante, che in nessuno degli scenari di intervento la riduzione dei consumi di energia primaria raggiunge il valore del 20% che, peraltro, anche se auspicato dalla Commissione Europea, non è al momento vincolante.

4.6 Schede tecnologie

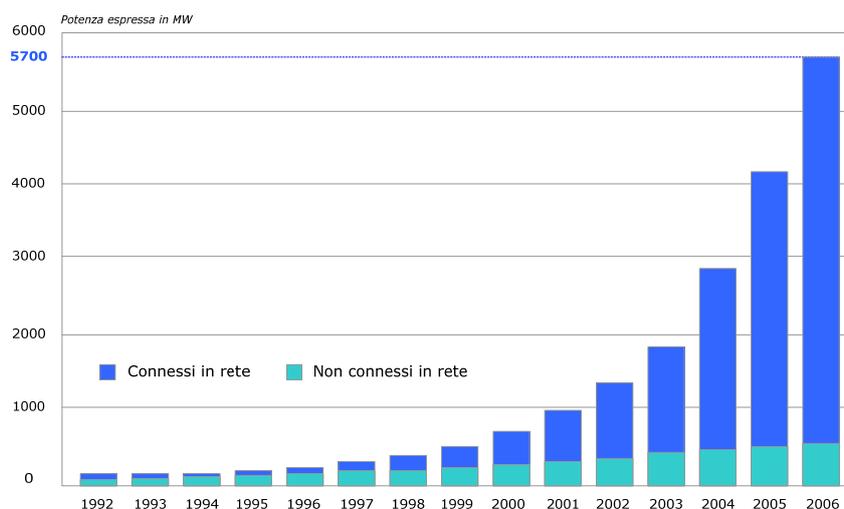
La tecnologia fotovoltaica

Le tecnologie fotovoltaiche realizzano la conversione della radiazione solare in energia elettrica, permettendo una produzione diretta e modulare per applicazioni in soluzioni impiantistiche che spaziano dai pochi kW di potenza degli impianti residenziali ai diversi MW delle centrali fotovoltaiche a terra. A fine 2006 la potenza fotovoltaica mondiale, secondo il programma PVPS della IEA, superava i 5,7 GW: Germania e Giappone, rispettivamente con 2500 MW e 1700 MW installati, occupano la prima e la seconda posizione della classifica. Le previsioni per il Giappone sono di raggiungere nel 2010 la quota di 4,8 GW e nel 2020 una potenza cumulativa di 28,7 GW, con un incremento annuo di 4300 MW di potenza installata e l'obiettivo al 2030 di realizzare quasi 83 GW.

La previsione della European Photovoltaic Industry Association (EPIA) per il 2025 è di avere una potenza fotovoltaica mondiale installata di 433 GW con una produzione di energia elettrica pari a 589 TWh, corrispondente a circa il 3% della stima di consumo mondiale di energia elettrica. Per quanto riguarda la situazione italiana, fino al 2005 la presenza del fotovoltaico, in termini di potenza installata e tassi annui di crescita, è stata piuttosto modesta: a fine 2005 si censivano 13 grandi impianti per un totale di 7,1 MW a cui andavano aggiunti circa 27 MW relativi ad impianti fotovoltaici di piccola taglia, prevalentemente connessi con la rete di distribuzione, che complessivamente nel 2005 hanno prodotto 31 GWh di energia elettrica.

Sebbene in fortissimo aumento negli ultimi due anni, il settore fotovoltaico italiano contribuisce ancora in misura assai ridotta alla produzione di energia elettrica nazionale. Tuttavia, la spinta dei meccanismi di incentivazione, introdotti a partire dal 2005, ha dato grande vigore allo sviluppo del mercato italiano avvicinandolo a quello delle nazioni più virtuose, con un grande interessamento di soggetti privati e di società di ingegneria.

Figura 39 - Potenza fotovoltaica espressa in MW installata nel periodo 1992-2006



Fonte: IEA - Report IEA-PVPS T1-16:2007

Prospettive tecnologiche e R&D

È parere comune che il fotovoltaico rappresenti, attualmente, la tecnologia capace di condurre agli obiettivi di lungo termine previsti dalla politica energetica della Commissione Europea, che punta, come da tempo avviene in Giappone, proprio sul fotovoltaico per la produzione di energia elettrica. In ambito comunitario, infatti, si ritiene che il fotovoltaico possa contribuire all'approvvigionamento elettrico in una prospettiva di lungo periodo anche se il suo contributo non sarà apprezzabile fino al 2030, data in cui si valuta un'incidenza non superiore all'1% della domanda elettrica europea.

Lo sviluppo del fotovoltaico è legato non solo a uno sviluppo tecnologico che consenta l'aumento del rendimento energetico unitario ma anche all'allargamento dei suoi ambiti di applicazione: dal residenziale, al contesto urbano, ai campi solari. Occorre in ogni caso che sul fotovoltaico si integrino le competenze tecnologiche con quelle attente al paesaggio e al contesto urbano affinché diventi un elemento di arredo del territorio.

In ambito fotovoltaico, le attività di ricerca, sviluppo e prototipazione si sono diversificate molto, definendo una suddivisione preliminare in celle e/o moduli, da un lato, e sistemi ed applicazioni, dall'altro. Le attività di ricerca su celle e moduli per usi terrestri variano dallo studio dei materiali ai processi di laboratorio scalabili per l'industria, con i maggiori sforzi concentrati sulle tecnologie di fabbricazione del dispositivo fotovoltaico e l'ottimizzare dell'automazione dei processi mirati a ridurre il consumo di Silicio.

Fotovoltaico piano: in questo specifico ambito, la *tecnologia del Silicio cristallino (c-Si)*, che consiste nell'impiego di wafer di Silicio tipicamente destinato all'industria elettronica, è di gran lunga la più consolidata, sia essa monocristallina che policristallina, con copertura del mercato mondiale per quote, almeno negli ultimi anni, comprese tra il 90% e il 95%. La *tecnologia dei film sottili* è nata invece per contenere il consumo di materiale e contrarre il periodo di recupero energetico (Energy Payback Time) che caratterizza negativamente i dispositivi al Silicio cristallino (tipicamente compreso tra 4 e 5 anni). La sua utilizzabilità su superfici piane ne consente un'ampia applicazione in edilizia, su superfici esterne esposte al sole.

Fotovoltaico a concentrazione: gli impianti fotovoltaici a concentrazione si distinguono da quelli piani essenzialmente per il fatto che la radiazione solare viene concentrata da un opportuno sistema ottico, prima di raggiungere la cella. Tale soluzione tecnologica comporta l'impiego sia di celle a maggior efficienza, sia di un complesso sistema di movimentazione ad "inseguimento" del disco solare.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione

La disponibilità fisica della fonte solare è teoricamente molto ampia se comparata al fabbisogno nazionale. La stima del potenziale si basa sulla valutazione della effettiva disponibilità di superfici idonee ad ospitare moduli fotovoltaici (decurtata della frazione destinata ad ospitare i collettori solari termici). Va detto che la diffusione del fotovoltaico potrebbe essere molto allargata con un'adeguata interazione tra tecnologia e problematiche dell'arredo urbano. Il fotovoltaico tanto più si potrà affermare, quanto più riuscirà a diventare un aspetto che da qualità all'arredo urbano, piuttosto che creare problemi.

Tabella 7 - Potenza totale installabile in MWp dal 2005 al 2030 in Italia

Tipologia di territorio	POTENZA INSTALLABILE [MWp]			
	2005	2015	2020	2030
Tessuto urbano continuo	2.090	3.440	5.620	9.720
Tessuto urbano discontinuo	2.670	4.400	7.180	12.430
Aree industriali o commerciali	290	900	1.520	2.710
Reti stradali e ferroviarie	7	20	40	70
Aree portuali	9	30	50	90
Seminativi in aree non irrigue	390	1.060	1.920	3.200
TOTALE POTENZA INSTALLABILE [MWp]	5500	9800	16.300	28.200

Fonte: CNES - Rapporto preliminare sullo stato attuale del solare fotovoltaico nazionale

Tabella 8 – Caratteristiche e stima dei costi associati alle tecnologie fotovoltaiche in Italia

FONTE	ANNO	REND. %	COSTO CAPITALE M€/MW	O&M		VITA Anni	ORE/ANNO heq	COSTO ENERGIA €/MWh
				k€/MWanno	€/MWh			
Fotovoltaico tetti	2007		6	50	-	25	900-1400	508-790
	2015		4	20	-	25	900-1400	329-512
	2022		2,8	20	-	30	900-1400	226-352
Fotovoltaico impianti multimegawatts	2007		5	50	-	25	900-1400	429-668
	2015		3,3	20	-	25	900-1400	274-426
	2022		2,4	20	-	30	900-1400	196-305

Fonte: CESI Ricerca

La tecnologia solare termodinamica

I numerosi progetti per la realizzazione di nuovi impianti commerciali in Europa e negli Stati Uniti sono la dimostrazione dell'attuale interesse per gli impianti solari termoelettrici sia da parte dei Paesi più industrializzati che da parte delle istituzioni internazionali volte a promuovere e sostenere lo sviluppo nei Paesi tecnologicamente più arretrati. Per questi impianti, la radiazione solare, per poter essere convertita in calore ad alta temperatura, deve essere concentrata; ciò comporta la perdita della sua componente diffusa e lo sfruttamento della sola componente diretta.

L'utilità di sviluppare la tecnologia solare termodinamica è legata al contributo che essa può dare alla diversificazione delle fonti energetiche e alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica, ma anche alle opportunità di mercato, soprattutto internazionale, per le industrie italiane, in previsione di uno sviluppo significativo di queste applicazioni in diversi Paesi. Nel panorama delle fonti energetiche rinnovabili, il solare termodinamico trova il campo ottimale di

applicazione per impianti di grandi dimensioni, dell'ordine del centinaio di MW, installati in zone con elevata insolazione diretta e disponibilità di terreno non appetibile per utilizzazioni alternative. Le limitazioni tecnologiche riguardano in particolare, come per tutte le rinnovabili, il problema della aleatorietà della produzione: per un corretto esercizio della rete elettrica occorre predisporre in stand-by una potenza equivalente da fonte non rinnovabile, con oneri notevoli nel caso di una applicazione impiantistica molto ampia.

Uno dei punti chiave per lo sviluppo della tecnologia solare termodinamica è legato alla temperatura massima raggiungibile e quindi alle caratteristiche del vapore che può essere prodotto: nel caso di temperatura non sufficientemente alta non è possibile utilizzare turbine di tipo commerciale ed è necessario ricorrere a caldaie integrative a combustibile per il surriscaldamento, oppure utilizzare turbine fuori standard, con aumento in entrambi i casi del costo di impianto e degli oneri d'esercizio.

Posizioni di forza nel mercato del solare termodinamico sono sostenute tradizionalmente dagli Stati Uniti e dall'Europa, con la Spagna, che ha favorito un notevole programma realizzativo con importanti contributi statali alla vendita di energia elettrica prodotta con impianti solari termodinamici e la Germania, leader mondiale nella produzione di tubi ricevitori.

In Italia, grazie alle innovazioni introdotte e l'attività di dimostrazione industriale in atto, l'ENEA costituisce un riferimento scientifico mondiale del settore con l'ambizione di diventare nei prossimi anni anche un riferimento tecnologico. Diverse industrie italiane già operano nel solare termodinamico in collaborazione con l'Ente, sia nella realizzazione di impianti dimostrativi, sia nella produzione dei componenti di impianto orientati verso produzioni industriali. La più significativa realizzazione dimostrativa del solare termodinamico italiano è il progetto "Archimede" condotto in collaborazione con Enel Produzione S.p.A., finalizzato a dimostrare la possibilità di integrare gli impianti termoelettrici esistenti, specialmente quelli a ciclo combinato, con la nuova tecnologia solare. Il progetto Archimede prevede la realizzazione di un impianto solare termodinamico da integrare alla centrale termoelettrica Enel di Priolo Gargallo, in Sicilia, costituito da un modulo da 5 MWe, già sufficiente a dimostrare l'applicabilità della tecnologia solare ENEA in impianti di potenza. L'inizio dei lavori di costruzione è previsto a conclusione del lungo iter autorizzativo e l'entrata in esercizio dell'impianto entro il 2009. La tecnologia solare termodinamica sviluppata dall'ENEA prevede un sistema di accumulo termico efficiente e relativamente poco costoso che consente di produrre energia elettrica indipendentemente dalla disponibilità momentanea di irraggiamento solare.

Dati tecnico economici

Le prospettive di sviluppo della tecnologia solare termodinamica, a livello mondiale, sono interessanti: nel medio periodo si prevede la costruzione di nuovi impianti solari per la produzione di energia elettrica, per una potenza complessiva fino a 8000 MW, con un giro di affari valutabile in circa 44 miliardi di euro (calcolati sulla base degli investimenti per il progetto Andasol), ma già nel breve termine si stima un mercato potenziale di 1.700 MW, pari a oltre 9 miliardi di euro.

Attualmente il costo di produzione da solare termodinamico varia da 140 a 290 euro/MWh a seconda del livello di irraggiamento e di quota solare. I costi sono stimati sulla base di esperienze USA dove sono in esercizio dagli anni 80 diversi impianti a parabole lineari. È evidente quindi che, come per le altre fonti rinnovabili, senza un'opportuna forma d'incentivazione in grado di compensare i costi d'investimento elevati, il costo dell'energia prodotta risulta non competitivo con quello delle altre tecnologie di generazione fossile.

Nel caso della Spagna, la normativa, che riconosce un incentivo di 180 euro/MWh, ha determinato una richiesta di installazioni superiore a 500 MW. Ad oggi o nel breve termine i costi realizzativi specifici di impianti solari termodinamici oscillano da 2.500-3.000 euro/kW per impianti privi di sistemi di accumulo, a 2.700-5.500 euro/kW per centrali con serbatoi di accumulo di diversa taglia (tabella 9).

Tabella 9 - Caratteristiche e stima dei costi associati alle tecnologie solari termodinamiche

FONTE	ANNO	REND.	COSTO CAPITALE	O&M		VITA	ORE/ANNO	COSTO ENERGIA
				k€/MWanno	€/MWh			
		%	M€/MW			Anni	heq	€/MWh
Solare Termodinamico *	2007	np	2,5-3	-	40-60	20	1800	203-256
	2015	np	1,5-2	-	40-60	25	1800	132-182
Solare Termodinamico con accumulo **	2007	np	2,8-5,5	-	40-60	20	3500-5000	134-189
	2015	np	2,7-2,8	-	40-60	25	5000	99-122

* Sistemi ibridi privi di sistema termico di accumulo. Il costo capitale riguarda l'intero impianto, termoelettrico incluso. Le ore equivalenti di funzionamento annuo riguardano solo la quota solare.

** Accumulo termico variabile da un minimo di 3 a un massimo di 16 ore.

Fonte: CESI Ricerca

Alcune stime prospettano al 2015 un calo dei costi medi d'investimento a valori rispettivamente di circa 1.750 euro/kW e 2.800 euro/kW per impianti senza e con sistemi di accumulo di grossa taglia, ma esistono previsioni secondo le quali il costo di produzione dell'energia elettrica da solare termodinamico potrà scendere sotto i 100 euro/MWh e diventare competitivo, rispetto ad altre tecnologie di produzione rinnovabili, quando saranno stati installati impianti per una potenza cumulativa complessiva di circa 5.000-10.000 MW.

Nella tecnologia solare termodinamica integrata in una centrale termoelettrica il costo di produzione dell'energia elettrica dipende quasi interamente dal costo di costruzione dell'impianto (non essendoci il costo del combustibile), mentre il costo annuale di esercizio e manutenzione incide per circa il 3% dell'investimento complessivo. Gli obiettivi di riduzione del costo livellato dell'energia elettrica prodotta, valutati dalla GEF, prevedono una riduzione del costo dagli attuali 16 US¢/kWh a circa 6 US¢/kWh entro il 2025, raggiungendo a tale data il costo previsto per gli impianti a combustibile fossile.

Tecnologie per i biocarburanti

Tra tutti i prodotti ritenuti biocarburanti secondo la direttiva comunitaria relativa alla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti, l'applicazione in Italia prevede un utilizzo incentrato principalmente sui seguenti:

- bioetanolo: etanolo ricavato dalla biomassa o dalla parte biodegradabile dei rifiuti;
- biodiesel: estere metilico ricavato da un olio vegetale o animale, utilizzato in motori di tipo diesel;
- ETBE prodotto partendo da bioetanolo;
- bioidrogeno: idrogeno ricavato da biomassa o dalla frazione biodegradabile dei rifiuti.

I biocarburanti, nell'intero ciclo di vita, ovvero dalla raccolta della biomassa fino al consumo nei veicoli, consentono di avere una ridotta emissione di anidride carbonica (CO₂) rispetto ai carburanti di origine fossile. Un ulteriore vantaggio dell'uso dei biocarburanti è legato alle loro migliori proprietà ambientali di biodegradabilità e bassa tossicità in confronto agli analoghi prodotti fossili.

Il bioetanolo è un alcool (etilico) ottenuto mediante un processo di fermentazione di diversi prodotti agricoli ricchi di carboidrati e zuccheri quali i cereali (mais, sorgo, frumento, orzo), le colture zuccherine (bietola e canna da zucchero), frutta, patata e vinacce o in alternativa ottenuto da biomasse di tipo celluloso cioè dalla gran parte dei prodotti o sottoprodotti delle coltivazioni (in questo caso viene definito bioetanolo di seconda generazione).

L'ETBE è ottenuto dalla reazione degli alcoli etilico (etanolo) e isobutilico e viene utilizzato come additivo antidetonante nei motori a benzina.

Elemento di rilievo è la quota parte fossile che è direttamente legata alle emissioni nell'intero ciclo di vita; per i biocarburanti tale quantità non aumenta nella fase successiva di

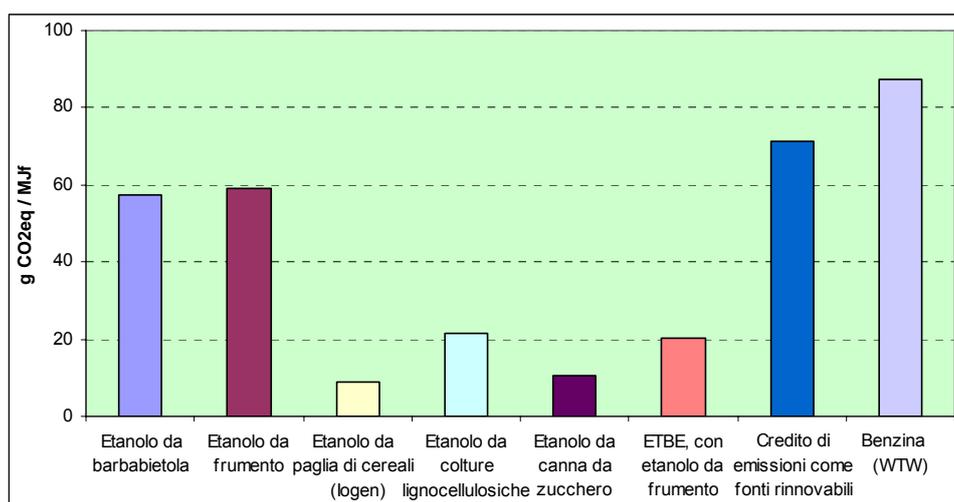
combustione mentre per la benzina cresce di tutto il suo contenuto. Le migliori soluzioni si hanno con la produzione da canna da zucchero, l'impiego di biomasse lignocellulosiche o paglia e con la produzione di ETBE. Ciò è anche visibile in Figura 40 dove sono riportate le emissioni equivalenti di CO₂.

Il biodiesel è un biocombustibile prodotto attraverso processi chimici in cui un olio vegetale è fatto reagire in eccesso di alcool metilico o etilico: la reazione è detta esterificazione. Gli oli vegetali sono ottenibili da piante oleaginose di diversa natura e provenienza: per le regioni a clima più temperato che caratterizzano l'Europa e l'Italia i prodotti agricoli più interessanti sono la colza, il girasole e la soia (proteoleaginosa coltivata per le proteine e, con il residuo, olio per biodiesel).

L'opzione di utilizzare i prodotti provenienti dall'agricoltura per convertirli in bioidrogeno ed utilizzare quindi questo vettore energetico nei veicoli è al momento in una fase ancora di studio, ma potrebbe divenire molto interessante qualora l'idrogeno dovesse diventare uno dei combustibili più utilizzati nei trasporti.

I benefici ambientali effettivi derivanti dall'uso dei biocarburanti, in un'analisi del ciclo FTW delle filiere convenzionali oggi più praticabili, sembrano essere quindi maggiori con il biodiesel o ETBE piuttosto che con il bioetanolo.

Figura 40 - Emissioni di gas serra per unità di energia del combustibile finale (MJf)⁴



Fonte: EUCAR, CONCAWE and JRC²

La normativa attuale stabilisce limiti sulla quota percentuale massima di miscelazione dei biocarburanti con i carburanti fossili, in modo che possano essere impiegati senza problemi nelle motorizzazioni tradizionali. In particolare:

- le miscele diesel-biodiesel devono avere un contenuto in biodiesel inferiore o uguale al 5%. Le miscele con contenuto superiore al 5% possono essere avviate al consumo solo presso utenti extra rete, e impiegate esclusivamente in veicoli omologati per l'utilizzo di tali miscele;
- le miscele benzina-biocarburante sono consentite con il 5% in volume per l'etanolo e 15% per l'ETBE.

⁴ I valori delle emissioni riportati non comprendono il credito dovuto alla CO₂ assorbita durante la crescita della biomassa, pari a quella restituita durante la combustione del biocarburante, per cui in realtà tali valori corrispondono a cicli dal "campo alla ruota" (FTW) e si possono confrontare con quelli dal "pozzo alla ruota" (WTW) riportati per la benzina, evidenziando per i biocarburanti una migliore sostenibilità ambientale.

Prospettive tecnologiche

La realizzazione di colture per la produzione di biocarburanti presenta alcune questioni fondamentali da valutare:

- l'efficienza energetica di produzione in quanto la spesa energetica da sostenere per gli input di coltivazione, oltre alle spese di produzione e trasformazione delle biomasse, riducono il rapporto tra l'energia immagazzinata sotto forma di biocarburante e quella di origine fossile utilizzata per la sua produzione;
- la sottrazione di terreno alle colture per uso alimentare, con conseguente riduzione di produzione di beni di prima necessità e aumento del loro costo;
- il bisogno per alcune colture di elevate quantità di acqua per la loro crescita, un elemento critico alla luce degli scenari futuri di disponibilità delle risorse idriche.

Ne risulta che le coltivazioni agro-energetiche devono essere valutate in modo diverso secondo il contesto e le modalità con le quali vengono realizzate e non possiedono quindi vantaggi o svantaggi assoluti.

La ricerca scientifica si sta muovendo per dare risposta alle problematiche sopradette: per quanto riguarda le colture oleaginose se si escludono la disponibilità dei nuovi girasoli dal contenuto "alto oleico", più adatti per una destinazione industriale, non ci sono state sostanziali novità nella parte agricola della filiera. Unico elemento di rilievo è la sperimentazione e introduzione di nuove colture quali, ad esempio, la *Brassica carinata*. Molte altre colture, sia da olio che da legno o per bioetanolo, sono oggetto di attività di ricerca e di prove ma praticamente nessuna è entrata ancora in produzione anche se le prove agronomiche hanno dato esiti soddisfacenti. Altre recenti linee di ricerca, la cui maturità tecnologica è però ipotizzabile solamente in una prospettiva temporale di medio-lungo periodo, hanno attirato l'attenzione del mondo accademico ed industriale: la produzione di biodiesel a partire da colture di microalghe, la produzione di biobenzine da materiali cellulosici, la produzione di idrogeno per via biologica.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione dei biocarburanti

L'adempimento degli obiettivi o dei vincoli per l'introduzione dei biocarburanti nell'autotrazione richiede quantitativi ben superiori a quelli prodotti dall'Italia. L'aspetto di maggiore rilevanza è costituito dalla larga estensione di territorio da adibire alla coltivazione delle colture energetiche, nel caso in cui né biomasse né biocarburanti fossero importati. Secondo un'analisi condotta in ENEA, considerando un'ipotesi di riduzione dei consumi futuri nei trasporti su strada in Italia, sarebbero necessari nel 2010 oltre 2,5 milioni di tonnellate di biocarburanti prodotti attraverso un impiego di superficie coltivabile di circa 26.000 km². Tale territorio rappresenta quasi il 40% dei terreni adibiti nel 2005 a seminativi, i più indicati per lo scopo, ovvero circa un quinto della superficie agricola utilizzata. Per il 2020 sarebbero richiesti più di 4 milioni di tonnellate di biocarburanti e superfici coltivabili di 42.000 km² di territorio, che corrispondono al 59% delle terre a seminativi e alla settima parte della superficie nazionale italiana. Si creerebbe perciò un conflitto con gli altri usi finali del settore agricolo nell'ipotesi di non ricorrere alle importazioni.

L'interazione tra le colture energetiche e le colture per la produzione alimentare potrebbero comportare ulteriori rialzi dei prezzi di mercato di alcune merci, già in corso, anche se non direttamente imputabili ai biocarburanti; forti aumenti di questi prodotti, utilizzati anche come materie prime per mangimi animali, potrebbero, in un paese industrializzato come il nostro, prima di creare diffusi problemi di sottoalimentazione nella popolazione, mettere in crisi il settore zootecnico, come già si inizia ad avvertire nelle aziende suinicole. Nel contesto generale risulta auspicabile che i biocarburanti siano prodotti da specie che non competano con quelle tradizionalmente destinate all'alimentazione, cioè da quelle che possono essere coltivate nelle regioni aride o semi-aride e quelle che richiedono un minor input di azoto, o da scarti agricoli e dell'industria della carta e del legno, e che siano rapidamente sviluppate le tecnologie compatibili alla loro trasformazione: ciò richiederà massicci investimenti nell'innovazione e nella ricerca di tecnologie di "seconda generazione" mirate a tali obiettivi.

Le tecnologie dell'idrogeno e delle Fuel Cell

L'introduzione dell'idrogeno nel sistema energetico può contribuire a superare molte esternalità negative connesse alla produzione e al consumo di energia, in particolare attraverso:

- il conseguimento di un migliore mix energetico e di una più alta sicurezza degli approvvigionamenti di energia primaria;
- la riduzione delle emissioni dei gas serra (CO₂);
- la riduzione delle emissioni di inquinanti atmosferici in ambiente urbano e/o nelle aree ad alta densità abitativa, dove i limiti ambientali sono frequentemente superati;
- l'aumento dell'efficienza complessiva del sistema energetico, soprattutto se impiegato nelle celle a combustibile, che possono garantire maggiori rendimenti di conversione;
- la promozione dello sviluppo industriale in settori innovativi hi-tech, creando le condizioni per un'adeguata crescita economica e sociale;
- la capacità, nel lungo termine, di permettere l'accumulo di quantità notevoli di energia, facilitando così un maggiore ricorso alle fonti rinnovabili nel sistema energetico.

Per quanto riguarda l'Italia l'uso dell'idrogeno permetterà in particolare di diversificare il ricorso alle fonti fossili ed un maggior ricorso alle fonti rinnovabili (biomassa, eolico e solare nel lungo termine).

Attualmente circa il 78% dell'idrogeno viene prodotto da gas naturale e da altri idrocarburi, il 18% da gassificazione del carbone ed il restante 4% da elettrolisi dell'acqua.

La produzione di idrogeno dall'acqua può avvenire ricorrendo alle più diverse fonti di energia comprese praticamente tutte le fonti rinnovabili. Va rilevato d'altra parte che i processi basati su fonti fossili consentono una più facile separazione della CO₂.

Alle fonti citate si aggiunge anche l'uso dei rifiuti solidi urbani consentendo in questo modo di risolvere sia il problema del loro smaltimento, sia di recuperare energia, riducendo quindi gli approvvigionamenti del sistema energetico.

Il ricorso al vettore idrogeno potrebbe interessare in modo rilevante non solo il settore trasporti, ma anche la generazione di energia elettrica. A tal fine, specialmente in una prima fase di sviluppo, i grandi impianti di produzione centralizzata dell'idrogeno, basati sulla gassificazione di combustibili fossili, potrebbero fornire sia syngas per l'uso nella generazione di elettricità, sia H₂ puro per l'uso nei settori trasporti e residenziale.

È importante notare che il ricorso all'idrogeno sarà necessariamente associato allo sviluppo di nuove tecnologie; ciò creerà una spinta importante per lo sviluppo industriale, di cui potrebbe beneficiare il nostro Paese a fronte di investimenti significativi in questa direzione.

I possibili scenari di sviluppo

Nel giugno 2008 è stata approvata in sede europea la *Joint Technology Initiative (JTI)* per *"Fuel Cells and Hydrogen"*, con finanziamenti della Commissione pari a 470 M€ per il periodo 2008-2013, a cui si aggiungerà un analogo contributo da parte industriale.

L'obiettivo è di superare quanto prima l'attuale distanza dalla piena commercializzazione di tali tecnologie.

Le principali linee di azione individuate per la JTI sono: veicoli a idrogeno e stazioni di rifornimento, produzione sostenibile e distribuzione dell'idrogeno, celle a combustibile per cogenerazione e generazione elettrica e celle a combustibile per alcuni settori dell'elettronica che costituiranno i primi mercati di penetrazione.

Le quote di mercato ipotizzate dalla JTI al 2020 per i vari settori di impiego sono riportate nella tabella 10.

Tabella 10 - Scenario JTI al 2020 per idrogeno e celle a combustibile

	FC portatili per dispositivi elettronici	Generatori portatili / Primi mercati	FC stazionarie (unità CHP)	Trasporto su strada
Proiezioni al 2020 - unità H ₂ /FC vendute per anno	~ 250 milioni	~ 100.000 (~ 1 GWe)	100.000 - 200.000 (2-4 GWe)	0,4 - 1,8 milioni
Proiezioni di vendita totali fino al 2020	n.a.	~ 600.000 (~ 6 GWe)	400.000 - 800.000 (8-16 GWe)	1 - 5 milioni
Stato del mercato EU al 2020	Stabilito	Stabilito	In crescita	Introduzione nel mercato
Potenza media di sistemi a celle a combustibile	15 W	10 kW	< 100 kW (Micro CHP) > 100 kW (CHP industriali)	80 kW
Costi di sistemi con celle a combustibile	1-2 €/ W	500 €/kW	2.000 €/kW (Micro CHP) 1.000-1.500 €/kW (CHP industriali)	< 100 €/kW (per 150.000 unità/anno)

Le previsioni in ambito europeo nel settore dei trasporti (Progetto HyWays) riportate nella figura 41 indicano che la penetrazione dei veicoli a idrogeno coprirà fino al 75% della flotta al 2050.

Gli scenari rappresentati sono caratterizzati da diverse evoluzioni della tecnologia e delle politiche di supporto attuate. La tecnologia, a regime, sarà quella dei veicoli a celle a combustibile, con i motori a combustione interna che potranno avere una quota di mercato significativa nei primi anni. I primi veicoli ad essere introdotti saranno i mezzi di trasporto pubblici, sia per motivi tecnici (minori problemi per l'accumulo a bordo e per le infrastrutture di distribuzione), sia per i benefici ambientali ottenibili nelle città. Per quanto riguarda la produzione, nei primi anni verrà utilizzato l'idrogeno prodotto in sistemi distribuiti di piccola taglia, basati su reforming del gas naturale ed elettrolisi (prevalentemente da rete elettrica), ed i sottoprodotti di processi industriali. Dopo il 2020 si ricorrerà alla produzione centralizzata da gas naturale e soprattutto da carbone, con sequestro della CO₂, mentre oltre il 2030 comincerà a diventare economica la produzione da rinnovabili (elettrolisi da eolico, gassificazione delle biomasse, cicli termochimici alimentati da solare).

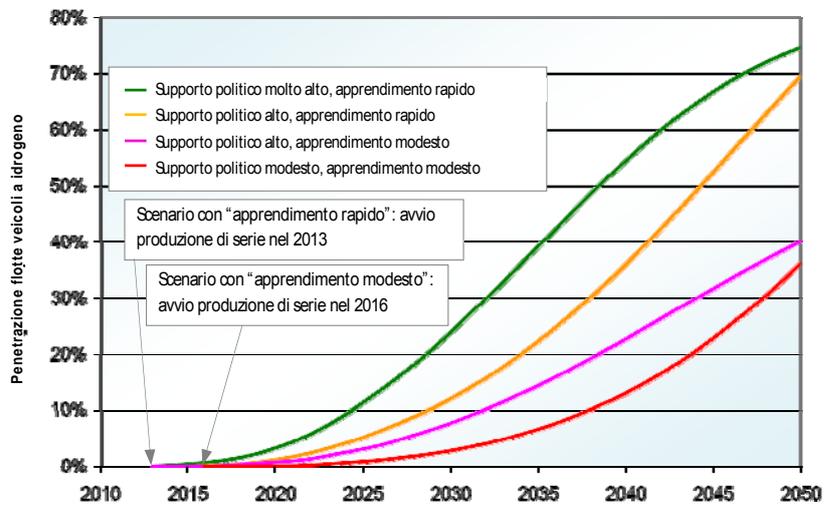


Figura 41 - Scenari di penetrazione dei veicoli a idrogeno

Dopo il 2020 si ricorrerà alla produzione centralizzata da gas naturale e soprattutto da carbone, con sequestro della CO₂, mentre oltre il 2030 comincerà a diventare economica la produzione da rinnovabili (elettrolisi da eolico, gassificazione delle biomasse, cicli termochimici alimentati da solare). Le stime della domanda totale dell'idrogeno al 2050 variano per l'Europa tra 2,1 e 5,3 EJ/anno e a livello mondiale tra 12,4 e 39,4 EJ/anno. Il possibile mix di produzione dell'idrogeno in Europa tra il 2020 e il 2050, ipotizzato da HyWays, è riportato nella figura 42.

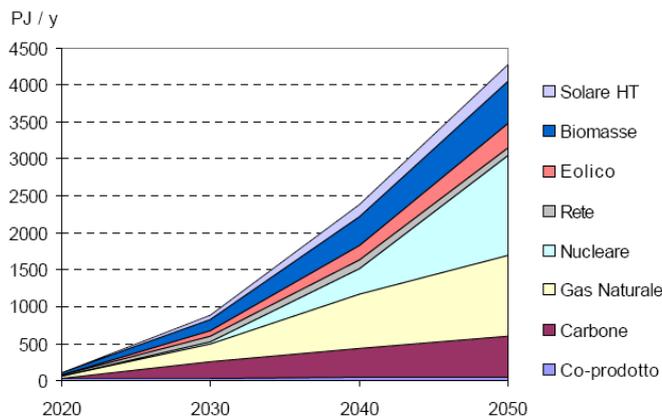


Figura 42 - Mix di produzione dell'idrogeno per i 10 Stati membri dell'UE sulla base delle visioni nazionali

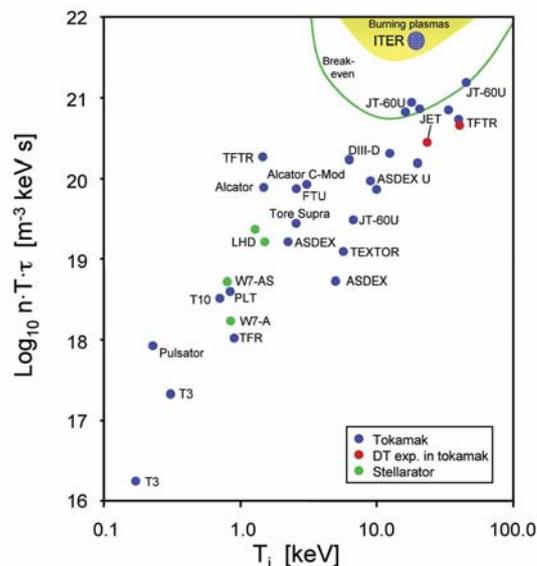
Si prevede che la quota di idrogeno prodotta da rinnovabili potrà raggiungere il 30% al 2050.

Energia da fusione

I potenziali vantaggi dell'energia da fusione rendono conto del valore strategico di questa tecnologia energetica dal punto di vista del rispetto dell'ambiente, della disponibilità del combustibile, della fattibilità economica e della sicurezza dell'approvvigionamento. Il combustibile di base, deuterio e litio per il ciclo deuterio-trizio (DT) è praticamente illimitato e omogeneamente diffuso sulla Terra, e non da quindi luogo a problemi di approvvigionamento. La reazione di fusione non da luogo a emissioni di gas a effetto serra e non produce scorie radioattive, le centrali sono intrinsecamente sicure. Infine con un'opportuna scelta dei materiali, la radioattività dei componenti a fine vita del reattore può decadere nell'arco di circa un secolo, evitando quindi la necessità di depositi permanenti in sito profondo e permettendo il riciclo dei materiali.

La fusione a confinamento magnetico ha conosciuto uno sviluppo sistematico a partire dai primi esperimenti significativi degli anni '60 - '70 del secolo scorso. Il parametro della fusione (triplo prodotto di densità e temperatura del combustibile, e tempo di confinamento dell'energia, $nT\tau_E$) ha ormai raggiunto il valori prossimi a quelli richiesti per il reattore. L'operazione in DT, sperimentata nelle macchine TFTR (USA) e in JET (EU), ha portato alla produzione rispettivamente di 11 MW e di 16 MW di potenza di fusione per alcuni secondi (1994, 1997). Le performance migliori sono ottenute con configurazioni magnetiche di tipo Tokamak sulla cui linea si colloca l'attuale esperimento di punta, ITER.

Figura 43 - Valori del parametro della fusione in funzione della temperatura, ottenuti nei vari esperimenti nel mondo



Nota: La linea verde rappresenta la curva di *breakeven*, la zona gialla rappresenta la regione dei parametri del reattore.

Fonte: Programma ITER

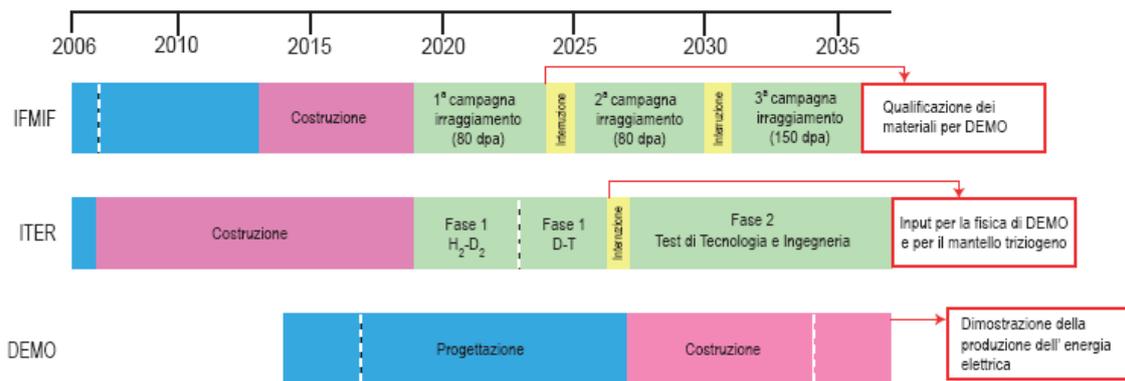
ITER, dal latino *la via*, è in via di costruzione nell'ambito di una collaborazione internazionale tra Europa, Giappone, Stati Uniti, Russia, Cina, India e Corea. I gruppi di ricerca attivi sulla fusione in questi paesi hanno concordato sugli obiettivi scientifici-tecnologici e sul progetto di ITER come reattore sperimentale in grado di permettere, come passo successivo, la realizzazione di un reattore dimostrativo in grado di generare energia elettrica da fusione (DEMO). ITER dovrà ottenere un guadagno di potenza pari almeno a 10 per alcuni minuti e pari almeno a 5 in regime stazionario. Dovrà inoltre integrare le tecnologie essenziali per il reattore a fusione (magneti superconduttori, divertore, mantello triziogeno).

ITER rappresenta una delle tappe fondamentali della strategia per la realizzazione dell'energia da fusione. In particolare, le tappe del programma europeo per la fusione si possono definire come segue:

- ITER è il passo fondamentale verso una centrale prototipo (DEMO). ITER è una macchina di taglia simile al futuro reattore. Il programma sperimentale di ITER dovrà fornire in un tempo relativamente breve le risposte cruciali per la definizione dei parametri di DEMO.

- b) Il passo successivo sarà il prototipo DEMO che dovrà sperimentare tutte le operazioni di una centrale di potenza a fusione (produzione continua di energia con conversione in elettricità e produzione, recupero e riciclo del trizio necessario per l'autosostentamento del combustibile). Se realizzato nei tempi indicati, DEMO potrà entro i prossimi 30 anni fornire tutti gli elementi di conoscenza necessari per consentire lo sviluppo di centrali commerciali.
- c) Lo sviluppo di materiali idonei all'impiego in DEMO e nei reattori commerciali richiede la continuazione delle ricerche per l'ottimizzazione delle proprietà elettromeccaniche e per la loro fabbricazione industriale. Per queste indagini si richiedono prove in un impianto dove si potranno simulare le effettive condizioni di irraggiamento di una centrale a fusione; tale impianto potrebbe essere costruito entro i prossimi 10-12 anni, e l'attività potrebbe procedere in parallelo a ITER.

Figura 44 - Programma europeo di riferimento della fusione



Fonte: Programma ITER

Recentemente, nel quadro della preparazione da parte della Commissione Europea del SET-Plan, è stata discussa la possibilità di ridurre il periodo di 30÷35 anni attualmente considerato nel piano di riferimento europeo. Esiste per questo una proposta di studiare un progetto di macchina (EARLY DEMO) in cui si anticiperebbe la dimostrazione della produzione di energia da fusione. La fusione potrà giocare un ruolo nel mercato dell'energia a partire dalla metà del secolo. Come nel caso di altre fonti di energia, essa dovrà guadagnare il suo spazio nel mix energetico globale e dare un contributo complementare alle fonti rinnovabili, traendo vantaggio dalle sue caratteristiche specifiche, cioè la disponibilità del combustibile e la sicurezza del suo approvvigionamento, la sicurezza delle centrali, l'assenza di emissioni di gas ad effetto serra, l'assenza di produzione di materiali radioattivi a lunga vita, la capacità di fornire elettricità per il carico di base.

Gli studi di progetto concettuale delle centrali di potenza a fusione, sviluppati nell'ultimo periodo negli USA, in Giappone e nel programma dell'UE, hanno permesso di identificare l'importanza relativa dei componenti della centrale sul costo del kWh, distinguendo i costi *diretti* da quelli *esterni* associati a danno ambientale o ad effetti negativi sulla salute. Il costo diretto dell'energia elettrica (quotazione 2004) per i quattro casi di centrale a fusione considerati nell'ultimo studio europeo, varia tra 0.065 a 0.04 €/kWh, passando dai progetti di centrale più conservativi a quelli più avanzati. In tutti i casi, il costo capitale è la voce predominante, circa il 70%, cui contribuisce per circa il 40% il costo delle strutture magnetiche, mentre le parti rimpiazzabili della centrale durante la vita (mantello, schermo neutronico e divertore) rappresentano circa il 5%. I costi esterni dell'energia da fusione sono molto bassi. Per le centrali considerate nello studio PPCS essi variano da 0.25 a 0.06 €/cents/kWh. E sono dominati da costi legati a parti convenzionali, in particolare a incidenti convenzionali durante la costruzione. Naturalmente, è difficile fare previsioni per il periodo in cui la fusione comincerà ad inserirsi nel mercato energetico, tuttavia ci si può ragionevolmente attendere che essa debba competere con altre fonti energetiche di larga scala e a bassa emissione di gas ad effetto serra, quali il carbone e il gas naturale (a condizione che la cattura e sequestro di CO₂ siano disponibili a costi competitivi), e il nucleare da fissione.

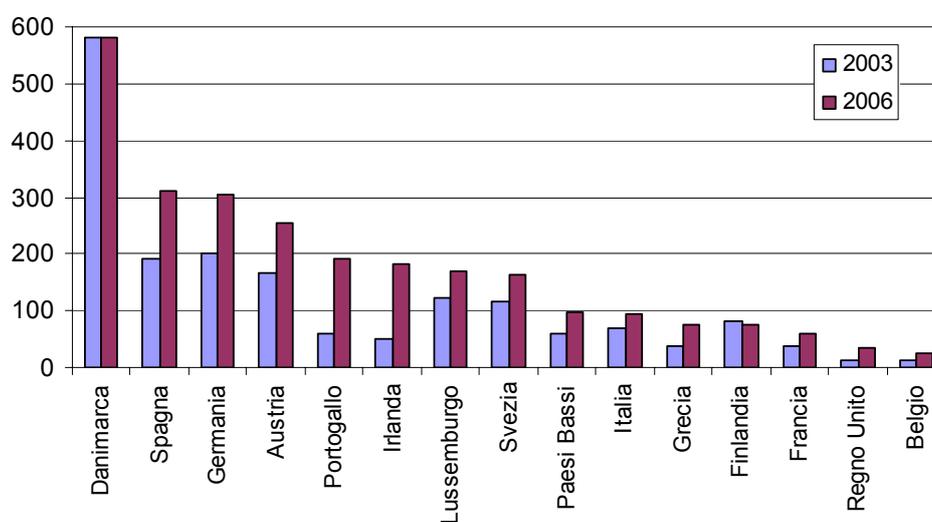
5 TECNOLOGIE PER LE RINNOVABILI: UNA POTENZIALITÀ DI SVILUPPO COMPETITIVO DELL'INDUSTRIA

5.1 Un approccio integrato ai problemi dello sviluppo sostenibile

Il ruolo rivestito dalle tecnologie per le fonti rinnovabili (FER) può essere valutato come un primo fondamentale punto di partenza della strategia complessiva dell'Europa per lo sviluppo sostenibile.

La straordinaria crescita della domanda di tecnologie FER che ha interessato i maggiori paesi europei (soprattutto dal 2001, in concomitanza con le prime importanti direttive europee in tema di riduzione delle emissioni serra) ha infatti reso tale segmento produttivo tra i più dinamici nell'ambito delle eco-industrie (figure 45-46).

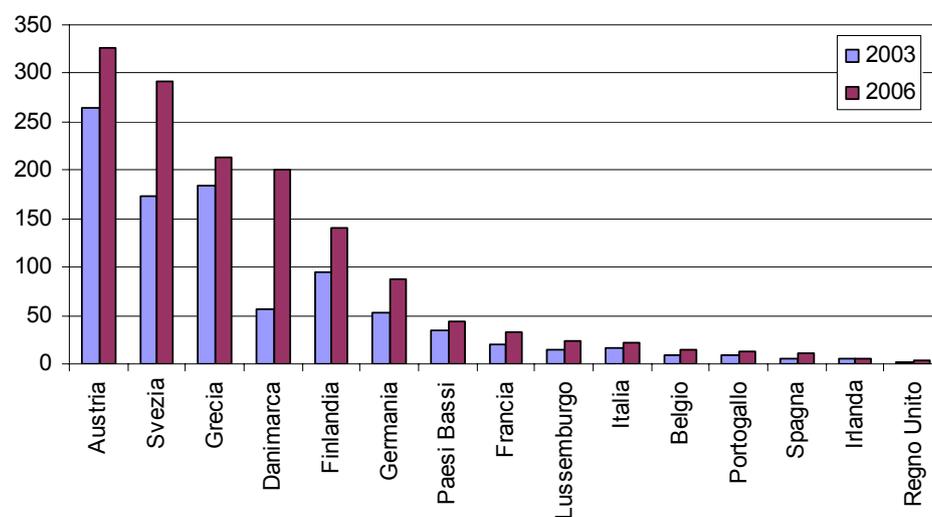
Figura 45 - Tecnologie FER*: capacità installata in $MW_{elettrico}$ per milione di abitanti



* Eolico, fotovoltaico, idroelettrico <10MW, geotermia ad alta temperatura

Fonte: elaborazione ENEA su dati Eur'observer e Eurostat

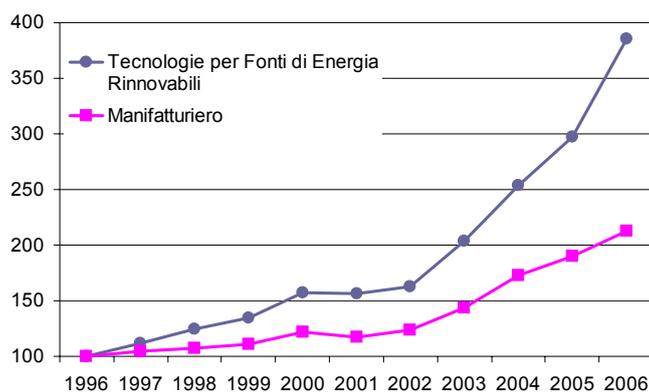
Figura 46 – Tecnologie FER*: capacità installata in $MW_{termico}$ per milione di abitanti



* Solare termico, geotermia a m/b temperatura con uso diretto del calore, pompe di calore geotermiche

Fonte: elaborazione ENEA su dati Eur'observer e Eurostat

Figura 47 – Dinamica delle esportazioni mondiali di beni legati alle tecnologie per fonti rinnovabili di energia rispetto al manifatturiero - Numeri indice (1996=100)



Fonte: elaborazione ENEA su OECD-ITCS Database

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

Con lo sviluppo delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili il positivo impatto sull'ambiente si accompagna, infatti, all'intercettazione di mercati ad elevati tassi di crescita (figura 47), apportando miglioramenti alla competitività industriale. Un processo, quest'ultimo, che si può immediatamente evincere tanto dalla forte ed accelerata dinamica tecnologica del “settore”, osservabile dal corso delle attività di registrazione dei brevetti, quanto dal peso acquisito dai maggiori paesi industriali sui mercati internazionali, con ciò contribuendo ad un'espansione altrettanto significativa della produzione e dell'occupazione nell'ambito dei rispettivi sistemi economici.

Tali tendenze risultano ulteriormente rafforzate dai dati più recenti (UNEP, luglio 2008) sull'espansione del mercato mondiale delle rinnovabili anche in ragione della vertiginosa ascesa dei prezzi petroliferi che rende in prospettiva sempre più profittevole l'investimento in questo settore: nel 2007, con 148 miliardi di dollari di nuovi investimenti, un incremento di quasi il 60% rispetto al 2006, il 23% della nuova capacità energetica installata (31 GW) a livello mondiale è attribuibile a fonti rinnovabili (pari a circa 10 volte quella relativa al nucleare) e, sempre a livello mondiale, le imprese operanti nel settore delle rinnovabili hanno rappresentato il 19% di tutto il capitale finanziario addizionale che si è riversato sul settore energetico.

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

La focalizzazione dell'Europa sull'industria delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili implica una “trasformazione strutturale” dei sistemi industriali che contribuiscono alla costituzione di sistemi economici in cui la sostenibilità diviene endogena al processo di sviluppo. In altri termini ciò che appare centrale nelle nuove strategie dello sviluppo è la capacità di “progettare” dei sistemi economici in cui le leve dello sviluppo siano intrinsecamente collegate ai requisiti di sostenibilità. A questo riguardo può essere utile rilevare come la promozione dell'industria delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili sia in grado di introdurre nel sistema produttivo i seguenti “fattori intrinseci di sostenibilità”:

- 1) *Aumento dell'efficienza energetica in funzione delle modificazioni delle specializzazioni produttive.* Recenti analisi (WEC, febbraio 2008) hanno mostrato come lo spostamento dei sistemi produttivi su specializzazioni ad elevata intensità tecnologica abbia ridotto la portata dei settori *energy intensive*.
- 2) *Riduzione delle emissioni integrata con i processi produttivi.* Le tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili si contrappongono alle cosiddette tecnologie ambientali *end-of-pipe* che intervengono sull'inquinamento a valle dei processi produttivi.
- 3) *Sviluppo della base delle competenze tecnologiche e leva sui processi di crescita.* L'acquisizione di competenze tecnologiche nel "settore delle fonti rinnovabili" contribuisce a rafforzare i diversi "sistemi nazionali di innovazione" in cui ha luogo favorendo lo sviluppo tecnologico di tutto il sistema produttivo, la realizzazione di rendimenti crescenti di natura tecnologica e, in ultima analisi, dinamiche di crescita "cumulative".

In linea generale i punti sopra riportati sono parte integrante di un più complessivo "approccio integrato alla gestione dei problemi ambientali", già presente nell'ETAP, e largamente ispirato alle logiche sottese dalle tecnologie non classificabili come *end-of-pipe*. Una differenza importante tra approccio *end-of-pipe* ed approccio integrato ambientale risiede infatti nelle conseguenze economiche per le imprese determinate dall'applicazione alternativa delle due strategie. Le misure *end-of-pipe* si risolvono in un aumento dei costi (di impianto e d'esercizio) che si traduce in un aumento di costo del prodotto.

In un'ottica di miglioramento ambientale ottenuta attraverso un approccio integrato si punta, invece, a migliorare e razionalizzare il processo produttivo sotto il profilo del consumo delle materie prime e dell'energia impiegate. Nel caso dell'approccio integrato diviene così possibile anche immaginare di ottenere efficienza energetica e ambientale a fronte di consistenti risparmi dei costi.

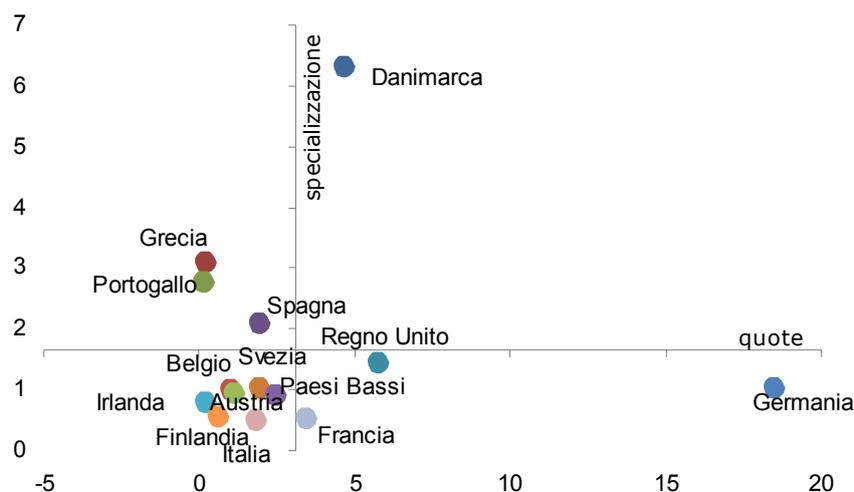
5.2 *L'Europa e la nuova frontiera competitiva dell'industria delle rinnovabili*

I segnali di una rinnovata capacità innovativa dei paesi europei orientata allo sviluppo delle tecnologie FER appaiono attualmente assai significativi. Dall'esame delle quote sui brevetti mondiali del "settore" nell'ultimo periodo di riferimento (2000-2004) emerge, infatti, l'indicazione di un significativo vantaggio tecnologico dell'Europa nei confronti di Stati Uniti e Giappone. In particolare, i paesi nei quali l'investimento pubblico in ricerca energetica si concentra in queste tecnologie presentano posizioni di massima preminenza.

Le quote sul totale mondiale dei brevetti nelle tecnologie FER detenute da questi paesi (tanto in termini assoluti quanto in termini di "specializzazione", ossia in rapporto alla quota sul totale mondiale dei brevetti per tutte le tecnologie) risultano inoltre tanto più significative quanto più l'impulso dell'attività innovativa si è concentrato nelle tecnologie di più recente e dinamico sviluppo (in prevalenza quelle di seconda generazione, solare ed eolico), come è evidente nei casi della Danimarca, della Germania, della Spagna e del Regno Unito (figura 48). Guardando al caso italiano quella che spicca è, invece, un'accentuata despecializzazione tecnologica, di entità comparabile solo con quella della Francia.

L'emergente capacità innovativa nelle tecnologie FER presente in diversi Paesi europei sembra peraltro trovare diffuse conferme nello sviluppo delle dinamiche commerciali del triennio 2004-2006. Proprio in quest'ultimo periodo le esportazioni di tecnologie FER di seconda generazione hanno, infatti, manifestato una tendenziale accelerazione in quelle economie che in esse si sono andate specializzando, registrando incrementi superiori alla media manifatturiera e contribuendo a far crescere la quota di mercato europea sul totale delle esportazioni mondiali di tecnologie FER.

Figura 48 - Quote dei brevetti e specializzazione tecnologica nelle tecnologie FER; anni 2000-2004



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

Fonte: elaborazione ENEA su OECD-New Patent Database 2007

Anche se lungi dal potersi considerare un quadro consolidato, l'assetto produttivo dell'Europa nelle tecnologie FER è quantomeno in grado di rispecchiare i primi esiti positivi di un percorso di sviluppo competitivo fortemente indirizzato da importanti scelte tecnologiche che, come detto, trovano oggi una loro prima ratifica nei principali "piani di programmazione tecnologica" e che su tali piani individuano anche i necessari riferimenti di una strada ancora lunga da percorrere.

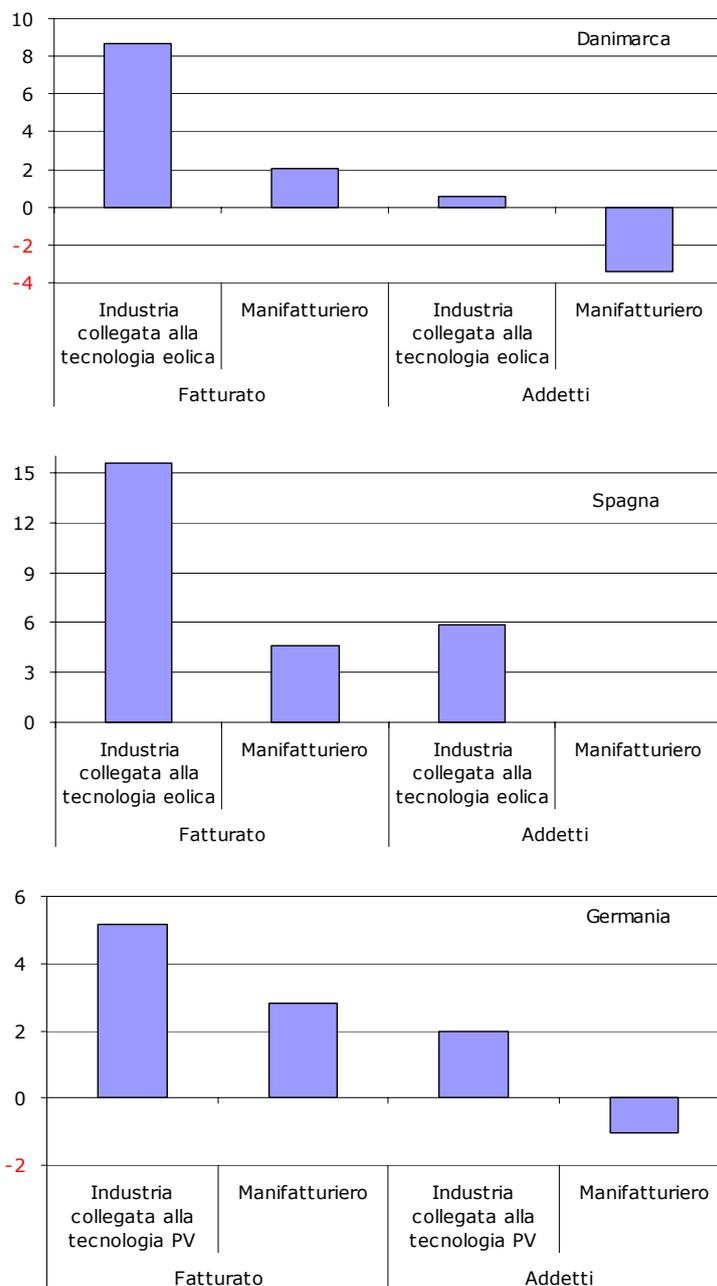
Nei paesi europei in cui la produzione di tecnologie FER si è andata consolidando, la dinamica espansiva dell'occupazione e del fatturato è emersa in tutta evidenza nel periodo 2000-2005, spesso in contrapposizione alla contrazione dell'attività produttiva che ha diffusamente investito il comparto manifatturiero (figura 49).

Le dimensioni del fenomeno appaiono ancora più ragguardevoli se rapportate all'espansione delle attività produttive "ad alta intensità di conoscenza" su cui sempre più si va misurando la costruzione degli *asset* competitivi e di crescita economica dei paesi più avanzati. L'incremento degli occupati in attività "ad alta qualificazione scientifica e tecnologica", che in ambito europeo è stato recentemente individuato come parametro di riferimento per una valutazione più realistica dello sviluppo dell'economia della conoscenza superando gli "steccati" imposti dalle classificazioni settoriali, fornisce a questo riguardo una base di confronto di particolare interesse.

La dinamica degli occupati attivati dal settore eolico e dal suo indotto, disponibile per i due casi rappresentativi della Germania e della Danimarca, infatti, appare del tutto confrontabile con l'espansione registrata dagli occupati "ad alta qualificazione scientifico-tecnologica", anche tenendo conto del diverso stadio di sviluppo, iniziale in Germania e avanzato in Danimarca, che si riscontra per queste produzioni nei due casi (figura 50).

Da questo contesto l'Italia sembra tuttavia distaccarsi, manifestando un'evidente debolezza competitiva rispetto alle performance europee (figura 51) e presentando, almeno per ora, deboli presupposti per la costruzione di una nuova capacità competitiva in quest'ambito. Il ruolo pubblico per il decollo di questi nuovi settori è stato certamente fondamentale in tutti i Paesi europei che cominciano oggi a ricavarci un primo importante spazio competitivo e l'Italia appare in questo senso dissonante.

Figura 49 – Occupazione e fatturato in alcuni settori industriali collegati alle rinnovabili in Danimarca, Spagna e Germania (variazione % nel periodo 2000-2005)

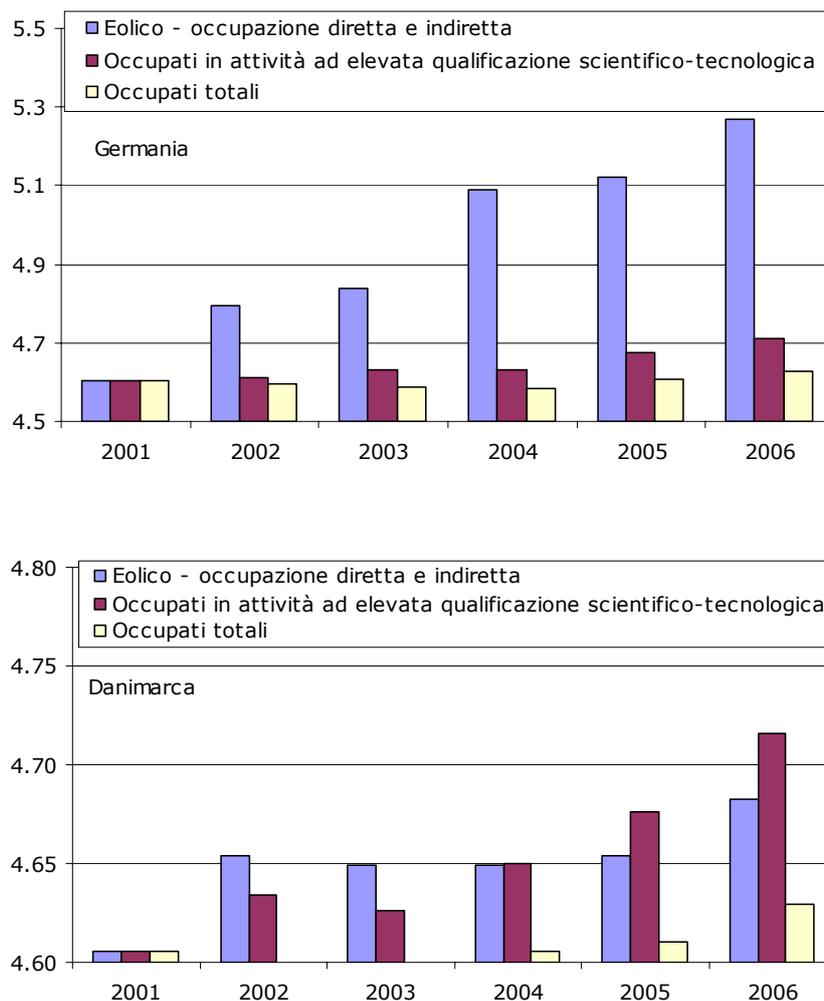


Fonte: elaborazione ENEA su OECD-BSC Database

Una valutazione maggiormente articolata delle potenzialità presenti nei diversi sistemi produttivi ai fini dello sviluppo di tecnologie FER deve, tuttavia, poter considerare anche le caratteristiche specifiche del tessuto industriale con le quali si misurano le leve d'intervento delle *policies*.

È importante, infatti, comprendere in che misura le specializzazioni produttive preesistenti in ciascun paese rappresentino una barriera allo sviluppo di "rigenerazioni settoriali" orientate a nuove produzioni e valutare in questa prospettiva le misure, anche di politica industriale, da intraprendere per incentivare tale processo.

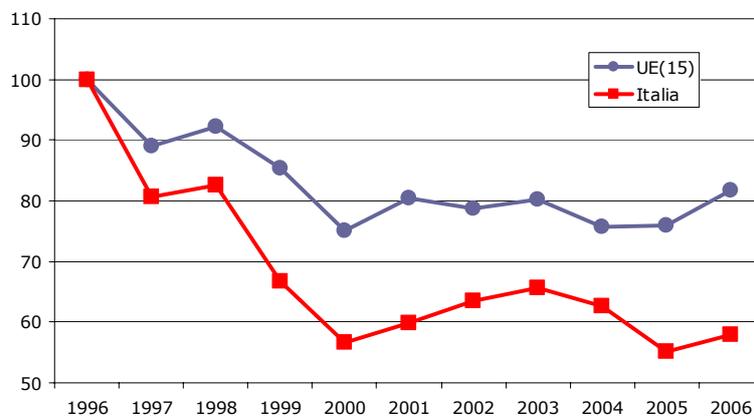
Figura 50 – Dinamica dell'occupazione nell'eolico e nelle attività ad elevata qualificazione scientifico-tecnologica* (in Germania e Danimarca)



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

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

Figura 51 – Quote sulle esportazioni mondiali di tecnologie FER di UE(15) e Italia (1996=100)



Fonte: elaborazione ENEA su OECD-ITCS Database

5.3 Le potenzialità di sviluppo competitivo delle tecnologie per le rinnovabili in Italia

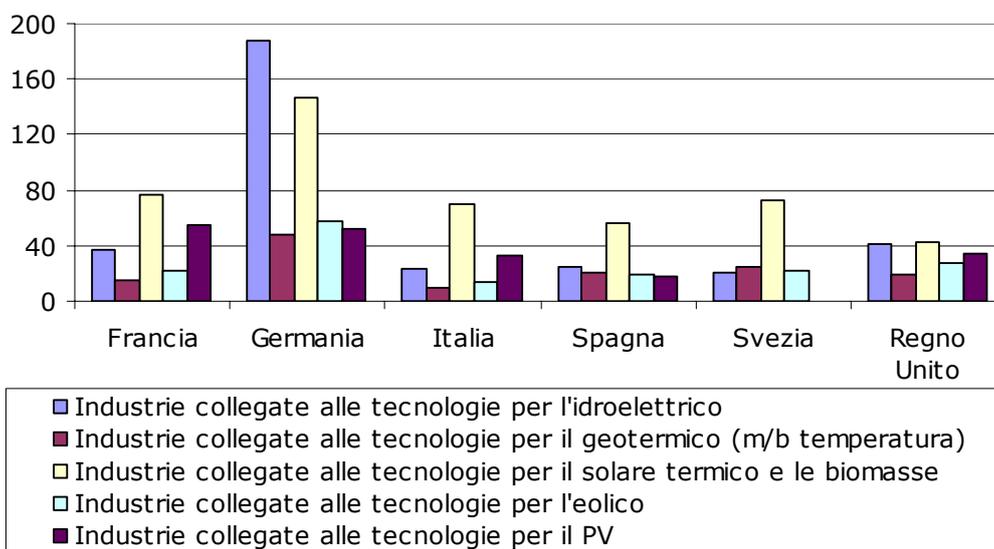
Nel confronto con i principali paesi europei la struttura delle industrie manifatturiere italiane collegate alle FER mostra generalmente una minore concentrazione e una dimensione media di impresa inferiore. Si distinguono da questo dato l'industria che produce le tecnologie per il solare termico e le biomasse (al cui interno troviamo anche la produzione degli elettrodomestici) e l'industria che produce le tecnologie per il fotovoltaico (che si sovrappone alla componentistica elettronica) dove i valori della concentrazione e della dimensione media di impresa sono superiori a quelli rilevati in altri paesi europei anche per la presenza di alcuni grandi *player* internazionali (figura 52). La lettura di questi dati porta a focalizzarci sulla scarsa presenza di grandi imprese nei settori industriali considerati. Tuttavia, questa conclusione corrisponde solo parzialmente alla realtà.

Da un'analisi maggiormente disaggregata, che distingua le imprese per classi di addetti, è possibile osservare, infatti, come il dato medio settoriale sia pesantemente condizionato dalla numerosità delle piccole imprese, particolarmente accentuata nel confronto internazionale nei settori in cui le condizioni tecnologiche e di mercato consentono un'organizzazione distrettuale dei processi produttivi e non pongono eccessive barriere all'attività di unità di dimensioni contenute come nella meccanica in genere.

La numerosità delle grandi imprese (con 250 addetti o più) in tali settori, commisurata alla dimensione nazionale, appare, infatti, essere in linea con quella degli altri maggiori paesi europei. Altrettanto non è rilevabile, invece, nell'industria della componentistica elettronica, da cui provengono le tecnologie per il fotovoltaico, dove si registra un effettivo gap negativo rispetto al contesto europeo nel numero di grandi imprese attive per milione di abitanti.

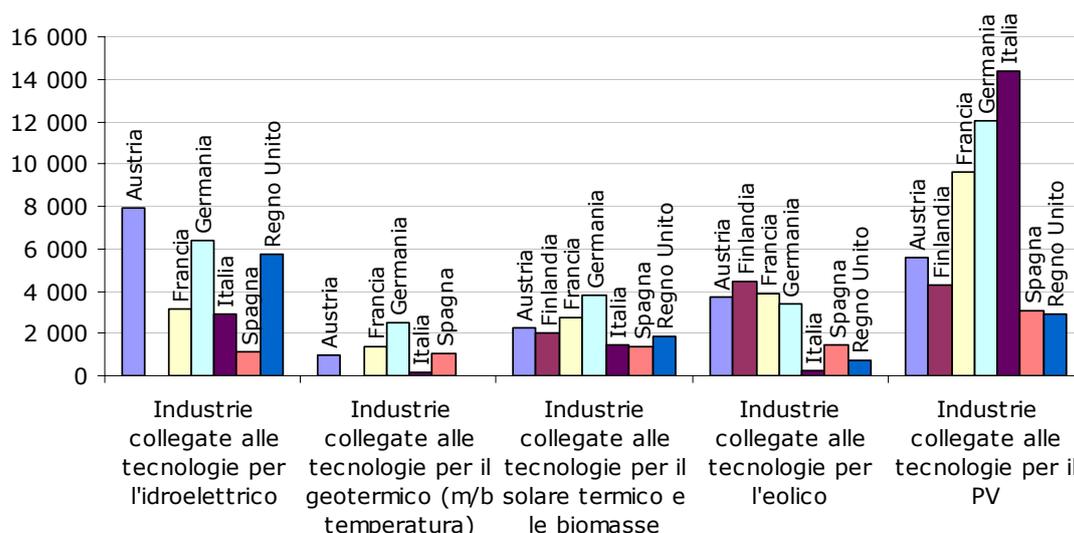
Il grado d'innovatività di queste industrie, misurato attraverso i valori delle spese in R&S sul numero degli addetti, risulta, invece, per lo più critico e con poche positive eccezioni di rilievo. I valori rilevati sono generalmente inferiori a quelli registrati dagli altri maggiori paesi industriali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

Figura 52 - Dimensione media d'impresa in termini di addetti nei settori manifatturieri collegati alle FER



Fonte: elaborazione ENEA su OECD-SSIS Database

Figura 53 – Spesa in R&S per addetto (valori in euro, anno 1999*)



* Per il Regno Unito è riportato il dato del 1998

Fonte: elaborazione ENEA su OECD-SSIS Database

Pur nei limiti rappresentati dalla forte frammentarietà dell'informazione, che in quest'ambito è maggiore di quella riscontrata per le variabili industriali di base, è dunque ricorrente per l'Italia l'indicazione di un'insufficienza della spesa in R&S connessa non solo alle specifiche peculiarità del suo tessuto produttivo, ma anche ad una più generale insufficiente propensione ad effettuare in queste industrie investimenti in ricerca "formalizzata", così come i dati sulle imprese di maggiore dimensione danno modo di vedere. Se, dunque, l'analisi della struttura industriale dei settori manifatturieri collegati alla produzione di tecnologie FER evidenzia svantaggi "contenuti" dell'Italia rispetto ai maggiori paesi europei e, talora, persino posizioni di favorevole competitività confermata anche dalla spiccata specializzazione commerciale in questi settori, un punto di forte attenzione deve essere colto nell'insufficiente dimensione degli investimenti in R&S. Si tratta certamente di indicazioni non completamente riconducibili alle specifiche imprese che hanno intrapreso l'attività di produzione nelle tecnologie FER.

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

Gli investimenti necessari allo sviluppo dei mercati delle tecnologie per le fonti rinnovabili di energia necessitano di un orizzonte di programmazione che vada oltre il periodo di ammortamento del tipico stabilimento (da cinque a sette anni) per ridurre i rischi ad essi associati. Un contesto politico stabile, contraddistinto da una chiara strategia (che comprende misure sia di incentivazione finanziaria che di informazione), una diffusa sensibilità ambientale e delle consolidate reti fra i mercati dei fattori si pongono infatti come fattori determinanti per lo sviluppo di questi mercati e del relativo apparato industriale.

APPENDICE: LE ANALISI DI SCENARIO

Sviluppo delle tecnologie energetiche e riduzione delle emissioni

Il "Technology Map for the European Strategic Energy Technology Plan" sottolinea l'importanza delle tecnologie per raggiungere gli obiettivi europei su energia e clima, ma nel contempo segnala il rischio di ritardi ascrivibili a investimenti insufficienti⁵. Il documento propone iniziative a livello europeo per accelerare lo sviluppo e il decollo di tecnologie energetiche "low carbon", con un'attenzione particolare alle tecnologie per la generazione elettrica (cui sono affiancati i biocombustibili, l'idrogeno e le celle a combustibile, le infrastrutture energetiche).

Gli scenari ENEA di *accelerazione tecnologica* mostrano come, nella specificità del sistema energetico italiano, il perseguimento di ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni nel lungo periodo dipenda, in modo sostanziale, dal successo nell'effettiva penetrazione di tre gruppi di tecnologie di generazione elettrica, il nucleare da fissione, la generazione elettrica da fonti fossili con cattura e sequestro della CO₂ (CCS) e l'insieme delle tecnologie di generazione elettrica da fonti rinnovabili.

Nel medio periodo (2020), quando la parte preponderante delle potenzialità di abbattimento delle emissioni è svolta dall'accelerazione nella sostituzione delle tecnologie nei settori di uso finale, l'insieme delle tecnologie suddette è comunque in grado di determinare il 31% della riduzione complessiva, circa 33 Mt di CO₂ sulle 110 Mt ridotte complessivamente, in primo luogo grazie all'incremento dell'uso delle fonti rinnovabili, cui si aggiunge il primo contributo dell'entrata in funzione di due centrali nucleari, pur in presenza di un'ipotesi di utilizzazione inferiore rispetto al massimo potenziale (in considerazione dell'avvio della loro produzione proprio nel 2020).

Il dato relativo al 2040 mostra poi come nel lungo periodo l'insieme delle tecnologie suddette arrivi a determinare poco meno della metà della riduzione delle emissioni che caratterizza lo scenario di accelerazione tecnologica, circa 110 Mt di CO₂ sulle 270 Mt ridotte complessivamente, con una distribuzione sostanzialmente equilibrata fra i quattro gruppi del nucleare, della generazione elettrica con CCS, delle rinnovabili elettriche e dell'insieme delle rinnovabili per la produzione di calore e dei biocombustibili.

Un'analisi più dettagliata degli effetti *dell'accelerazione tecnologica* è riportata nella tabella 11.

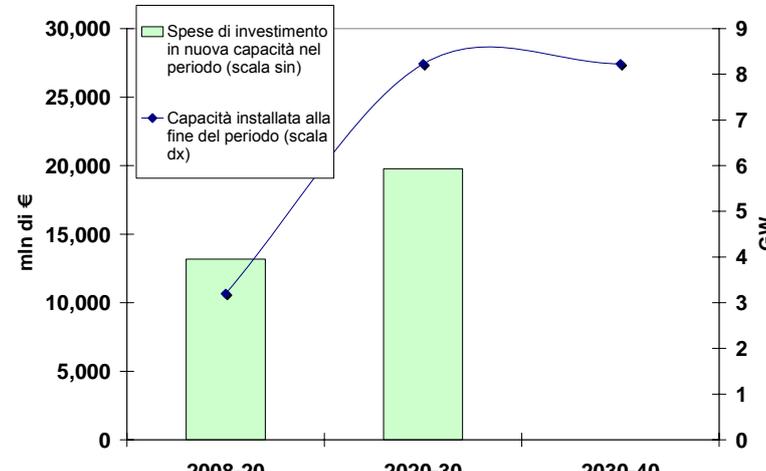
La tabella 11 evidenzia la dinamica di sviluppo (in termini di investimenti e di capacità installata) delle tecnologie di generazione elettrica che, nel lungo periodo, presentano le maggiori potenzialità, cioè nucleare, generazione elettrica con CCS e solare (nel lungo periodo le potenzialità delle tecnologie di generazione elettrica diverse dal solare nel nostro paese non sono molto rilevanti).

A ciascuna di esse è poi associato (secondo lo stesso schema utilizzato nel SET-Plan della Commissione Europea) il contributo che la tecnologia può dare in termini di CO₂ non prodotta e il relativo costo di abbattimento.

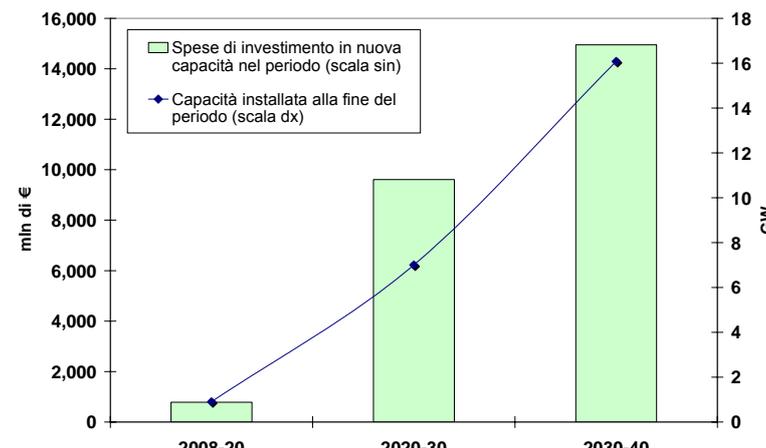
- La generazione elettrica da *nucleare* (di III Generazione, impianti EPR in particolare) raggiunge una penetrazione significativa già a partire dal 2020, anno in cui si prevede l'immissione in rete dei primi kWh da fonte nucleare. Gli investimenti proseguono più massicci nel decennio successivo, fino agli 8 GW di capacità installata, corrispondenti ai cinque siti ipotizzati come potenziale sfruttabile nello scenario. La riduzione delle emissioni garantita dalla tecnologia risulta dunque significativa già nel medio periodo, a un costo di abbattimento che risulta più alto di quello di lungo periodo (quando diviene negativo), in considerazione dei costi connessi con il riavvio del programma nucleare e con la possibilità che le ore di funzionamento delle centrali non raggiunga subito il massimo potenziale.

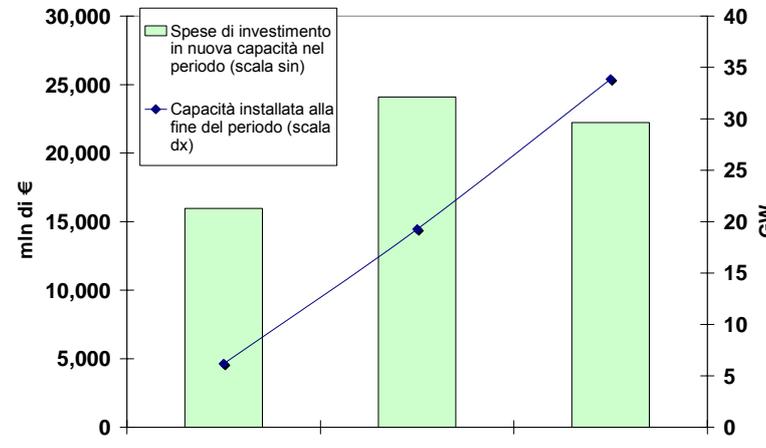
⁵ Per il raggiungimento di questi obiettivi è stato recentemente avviato un tavolo di lavoro per costruire una Alleanza della Ricerca a scala europea a cui l'ENEA partecipa in rappresentanza della ricerca nazionale.

Tabella 11 – Contributo di nucleare, CCS e rinnovabili alla riduzione delle emissioni negli scenari di accelerazione tecnologica (rispetto allo scenario di riferimento)

Gruppi di tecnologie	Dinamica di sviluppo nello scenario di accelerazione tecnologica (scenario ACT+)	CO ₂ evitata scenario ACT+	Costo di mitigazione scenario ACT+
Generaz. Elettrica da nucleare III gen.		<u>2020</u> 7 Mt	<u>2020</u> ~50€/t
		<u>2040</u> 26 Mt	<u>2040</u> <0€/t

Nota: Nel decennio 2030-2040 non è prevista nuova generazione da nucleare.

Generaz. Elettrica da fossili con CCS		<u>2020</u> 2 Mt	<u>2020</u> -
		<u>2040</u> 23 Mt	<u>2040</u> 50€/t

Generaz. Elettrica Da Solare		<u>2020</u> 4 Mt	<u>2020</u> >100€/t
		<u>2040</u> 19 Mt	<u>2040</u> <100€/t

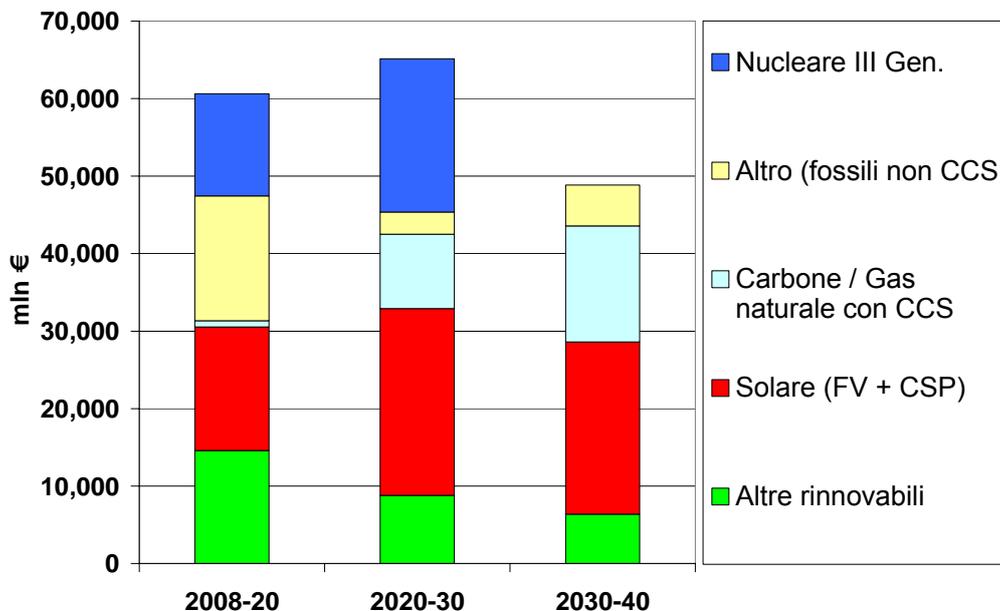
Fonte: elaborazione ENEA

La tabella 11 mostra come il raggiungimento di tali obiettivi, molto ambiziosi, richieda investimenti per circa 13 mld di € entro il 2020, per altri 20 mld di € nel secondo decennio, includendo tra questi anche gli accantonamenti per lo smantellamento e per il deposito delle scorie.

- La generazione elettrica con *CCS* presenta al 2020 solo il completamento dei previsti progetti pilota, cui segue uno sviluppo progressivamente crescente nel corso dell'orizzonte temporale. Le diverse tecnologie divengono infatti sempre più competitive, in particolar modo la gassificazione del carbone, che nell'ultimo decennio diviene la singola tecnologia su cui si riversa la maggior quantità di investimenti. Complessivamente, sull'insieme delle tecnologie con *CCS* si riversano circa 10 miliardi di € nel decennio 2020-2030, circa 15 miliardi di € nel decennio 2030-2040. In questo caso, il costo di abbattimento delle emissioni relativo al 2020 non può essere considerato significativo, visto il valore limitato della CO_2 evitata, mentre il dato di lungo periodo mostra come l'insieme delle tecnologie sia in grado di fornire un contributo alla riduzione delle emissioni che supera le 20 Mt a un costo pari a circa 50 €/t (in linea con la letteratura internazionale).
- Gli investimenti sul *solare*, sia fotovoltaico che termodinamico, sono ingenti già all'orizzonte 2020, pari a circa 15 miliardi di €, e superano i 20 miliardi di € in ognuno dei due decenni successivi. La capacità installata cresce soprattutto nel lungo periodo, anche grazie all'ipotesi di una progressiva riduzione del costo della tecnologia, superando i 20 GW nel 2030 e i 30 GW nel 2040. Considerato il limitato numero di ore di funzionamento degli impianti, il contributo delle diverse tecnologie in merito all'abbattimento delle emissioni diviene molto significativo nel lungo periodo, a un costo che resta dell'ordine dei 100 €/t di CO_2 , in conseguenza del mantenimento di pur molto limitati (e progressivamente decrescenti) incentivi lungo tutto l'orizzonte temporale.

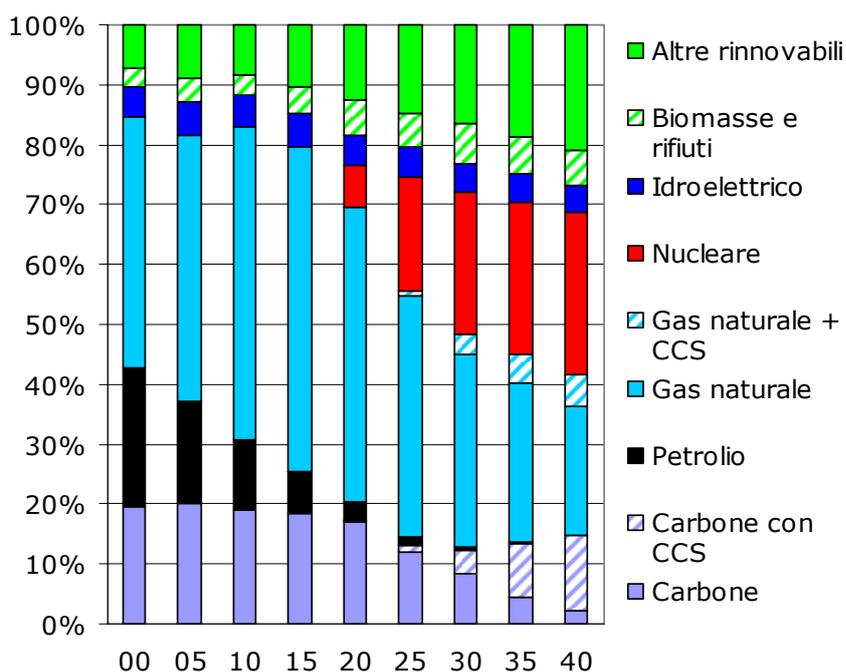
Il rilievo che le tre tecnologie sopraindicate possono avere in una dinamica di sviluppo del sistema energetico italiano coerente con ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni di CO_2 emerge infine dalle figure 54 e 55.

Figura 54 – Dinamica di sviluppo degli investimenti in nucleare, *CCS* e fotovoltaico nello scenario di accelerazione tecnologica (ACT+)



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 55 – Dinamica del mix di combustibili nella generazione elettrica nello scenario ENEA ACT+



Fonte: elaborazione ENEA

La figura 54 mostra il peso che tali tecnologie hanno in termini di spese di investimento in nuova capacità di generazione nello scenario ACT+, nei tre decenni dell'orizzonte temporale. Complessivamente, gli investimenti totali in nuova capacità di generazione elettrica sono pari a circa 60 miliardi di euro nei primi due periodi evidenziati (2008-2020 e 2020-2030) e a circa 50 miliardi nel periodo 2030-2040 (si tratta di investimenti in generazione elettrica sostanzialmente maggiori di quelli dello scenario *di riferimento*), corrispondenti a una nuova capacità installata di 48 GW nel primo periodo (2008-2020), di 34 GW nel secondo (2020-2030) e di 37 GW nel terzo (2030-2040). La figura 55 evidenzia come la somma degli investimenti su nucleare, generazione elettrica con CCS e solare rappresenti nel lungo periodo, dal 2020 in poi, una quota ampiamente maggioritaria degli investimenti totali.

L'effetto di lungo periodo di questi investimenti è una completa ristrutturazione del settore elettrico italiano, il cui mix di combustibili sarebbe alla fine dell'orizzonte temporale largamente dominato da combustibili carbon-free e dall'utilizzo di fossili in tecnologie con cattura e stoccaggio della CO₂ (figura 55).

L'adozione di una prospettiva di lungo periodo, volta a conseguire ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni, sembra dunque comportare, nel settore elettrico, la necessità di investimenti ingenti su tre filiere tecnologiche in grande crescita o per le quali gli scenari energetici globali prevedono una fortissima espansione (Agenzia Internazionale dell'Energia, Energy Technology Perspectives 2008) e presentano un potenziale di sviluppo molto elevato, sia dal punto di vista della nuova capacità da installare che a livello di crescita industriale. D'altra parte, per ciascuna di queste tre filiere la possibilità di un loro effettivo sviluppo nel nostro paese mostra problematiche la cui soluzione è tutt'altro che scontata.

Scenari di medio e lungo periodo per il sistema energetico

Per una valutazione delle prospettive di evoluzione del sistema energetico nazionale l'ENEA ha realizzato analisi di scenario in cui l'evoluzione tendenziale del sistema è stata confrontata con quella risultante da scenari definiti di "accelerazione tecnologica" in quanto prevedono una accelerazione dell'introduzione sul mercato di tecnologie volte a realizzare un massiccio ricorso all'efficienza energetica negli usi finali, un incisivo sviluppo del contributo delle fonti rinnovabili, una maggiore diversificazione dell'energia. Il ricorso ad analisi di scenario permette di

effettuare valutazioni quantitative esplorando le diverse possibili traiettorie di sviluppo del sistema energetico nazionale, valutandone in più i relativi costi, con un'ottica di sistema, indispensabile per una corretta valutazione delle interazioni esistenti tra i molti fattori in grado di influire sullo sviluppo delle diverse tecnologie. Gli scenari prestano inoltre una particolare attenzione ai percorsi di sviluppo di alcune tecnologie che, nella specificità italiana, possono contribuire al raggiungimento degli obiettivi di lungo periodo del sistema, e allo stesso tempo costituire un'opportunità di crescita industriale per il Paese.

L'analisi dell'ENEA si basa su un confronto tra uno scenario *di riferimento* e tre scenari di intervento, volti a valutare raggiungibilità, costi e benefici degli obiettivi europei al 2020 e per un orizzonte di *lungo periodo*, gli obiettivi di transizione ad una economia a basso tenore di carbonio che punti a riduzioni delle emissioni di gas serra dell'ordine di almeno il 50% nel 2050.

Lo scenario di riferimento

Lo scenario *di riferimento* (o tendenziale) tiene conto del quadro legislativo vigente all'inizio del 2008 e ipotizza la sostanziale continuazione delle tendenze in atto in ambito demografico, tecnologico ed economico. Tra le ipotesi principali⁶ vi sono:

- una crescita economica che, nel breve periodo, è in linea con le più recenti proiezioni del Governo italiano (DPEF 2008-2011);
- un'evoluzione della popolazione residente, in linea con le proiezioni più recenti elaborate dall'ISTAT;
- un'evoluzione del prezzo del petrolio in linea con i valori utilizzati dall'Agenzia Internazionale dell'Energia per l'elaborazione degli scenari dell'Energy Technology Perspectives 2008 dell'International Energy Agency (IEA).

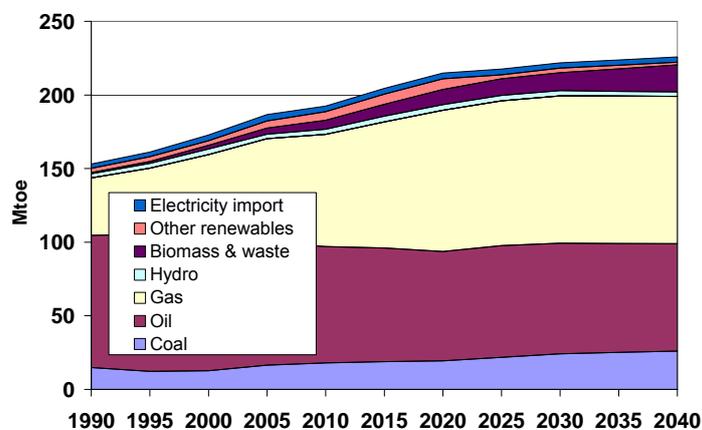
Infine, dal punto di vista delle politiche energetiche e ambientali, lo scenario *di riferimento* tiene conto solo delle misure pienamente implementate all'inizio del 2008, mentre non include tutte le misure a quella data ancora *ipotetiche, possibili* o perfino *probabili*. Le principali caratteristiche dello scenario di riferimento sono:

- Il *fabbisogno di energia primaria* cresce a un tasso medio annuo dell'1% (leggermente inferiore a quello degli ultimi quindici anni) fino al 2020, mentre nel lungo periodo la crescita si attesta su valori inferiori allo 0,5% annuo.
- Questa evoluzione dei consumi implica una significativa e costante riduzione dell'*intensità energetica primaria*, che però risulta in linea con l'evoluzione dell'intensità energetica prevista sia per l'Italia che per gli altri Paesi europei dagli scenari prodotti dalla Commissione Europea (modello PRIMES), e "prudente" se confrontata con l'evoluzione osservata nell'UE negli ultimi quindici anni.
- Per tutto l'orizzonte temporale il fabbisogno continua ad essere soddisfatto in larga misura dai *combustibili fossili* (quasi il 90% dell'energia primaria), con la conferma del trend di crescita dal ricorso al gas (prima fonte a partire dal 2015), mentre la *dipendenza energetica* risulta solo leggermente inferiore al 90%.
- I consumi dell'*industria* presentano una crescita moderata ma relativamente costante, a tassi annui solo leggermente inferiori a quelli dell'ultimo decennio, mentre tendono a stabilizzarsi nel lungo periodo.
- Per un decennio ancora, si conferma sostenuto il trend di crescita del *settore civile*, che tende sempre più ad affermarsi come il settore maggiormente responsabile dei consumi energetici, in particolare a causa dell'evoluzione del terziario (mentre i consumi del settore residenziale tendono a una sostanziale stabilizzazione già nel breve periodo).
- I *trasporti* presentano una crescita inferiore a quella del civile, ma comunque, ancora significativa per un paio di decenni e continuano ad aumentare anche nel lungo periodo.

⁶ Per una descrizione dettagliata si rimanda alla versione integrale del Volume Analisi del Rapporto Energia e Ambiente.

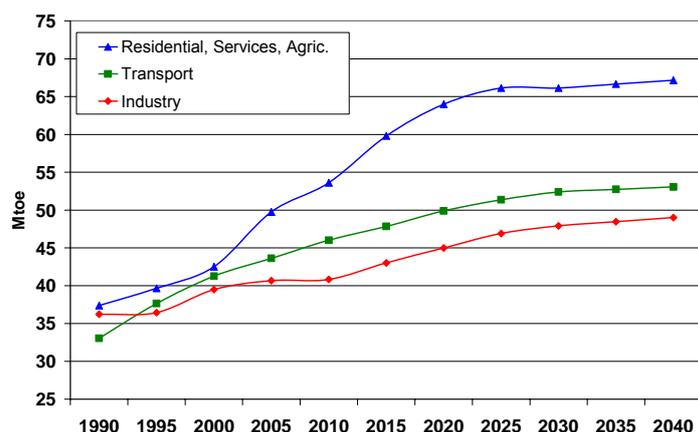
- Le tendenze recenti di forti incrementi del consumo di *energia elettrica* continuano fino al 2020; nel lungo periodo il tasso di crescita dei consumi elettrici scende progressivamente, fino a valori inferiori all'1% medio annuo.

Figura 56 - Evoluzione dei consumi di energia primaria per fonte nello scenario di riferimento (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 57 - Evoluzione dei consumi di energia finale per settore nello scenario di riferimento (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA

Gli scenari di accelerazione tecnologica

Gli scenari di *accelerazione tecnologica* ipotizzano la piena realizzazione del Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica, cui si aggiungono forti incentivi alla generazione da fonti rinnovabili e alla penetrazione dei biocarburanti nei consumi per trasporto.

- Lo *scenario ACT* si basa sull'ipotesi di un'accelerazione nella penetrazione sul mercato di tecnologie energetiche che già esistono, o che sono già in una fase di sviluppo avanzato;
- lo *scenario BLUE* si pone l'obiettivo di una riduzione delle emissioni di CO₂ del 50% su scala globale entro il 2050, e ipotizza la diffusione anche di tecnologie ancora in fase di sviluppo tecnologico;
- lo *scenario ACT+* rappresenta uno scenario intermedio, nel medio periodo rappresentativo dello scenario ACT, nel lungo periodo dello scenario BLUE.

Entrambe le tipologie di scenari includono tecnologie innovative nel campo degli usi finali, tecnologie di generazione elettrica con cattura e sequestro della CO₂, molteplici tecnologie di utilizzo delle fonti rinnovabili, sia termiche che elettriche. A ciò si aggiunge l'ipotesi possibile di un effettivo ritorno del paese allo sfruttamento dell'energia nucleare, a partire dal 2020, in un numero di siti che nel lungo periodo corrisponde a quello delle centrali costruite negli anni

settanta e ottanta. L'effettivo sfruttamento di ciascuna di tali tecnologie è quindi legato all'insieme delle condizioni che caratterizzano l'evoluzione del sistema nei diversi scenari.

Effetti degli scenari di accelerazione tecnologica

I consumi energetici tendono sostanzialmente a stabilizzarsi a partire dai primi anni del prossimo decennio. Nello scenario ACT i consumi riprendano poi a crescere nel medio-lungo periodo, sia pure in modo contenuto, mentre le riduzioni sono più significative e prolungate negli scenari ACT+ e BLUE. Un elemento di rilievo è che negli scenari ACT+ e BLUE una parte non marginale di queste riduzioni dei consumi deriva dall'introduzione di misure di contenimento della domanda di beni e servizi energetici (o "risparmio energetico"), cioè di uso razionale dell'energia, che vanno oltre quelle propriamente di efficienza energetica (figura 58).

Il tasso di riduzione dell'intensità energetica sale progressivamente da uno scenario all'altro, dallo 0,9% medio annuo dello scenario di riferimento all'1,3% dello scenario ACT e a più dell'1,7% degli scenari ACT+ e BLUE (figura 59). Si tratta di valori, questi ultimi, non molto diversi da quelli che caratterizzano lo scenario tendenziale relativo all'intera UE-15 elaborato dalla Commissione Europea. La figura 59 mostra come le curve dell'intensità energetica seguano, nello scenario ENEA ACT+ e nello scenario tendenziale per l'UE-15, percorsi sostanzialmente paralleli. Se dalla riduzione dell'intensità energetica si detrae il contributo derivante da fattori "strutturali" (la riduzione della domanda di servizi energetici a parità di reddito), per concentrare l'attenzione sull'incremento della vera e propria efficienza energetica, è interessante notare come l'aumento dell'efficienza energetica proceda comunque sempre al di sotto dell'1% medio annuo, a ulteriore conferma di una certa rigidità del sistema energetico italiano anche di fronte a interventi significativi.

Figura 58 - La riduzione della domanda di energia negli scenari di accelerazione tecnologica rispetto allo scenario di riferimento (Mtep)

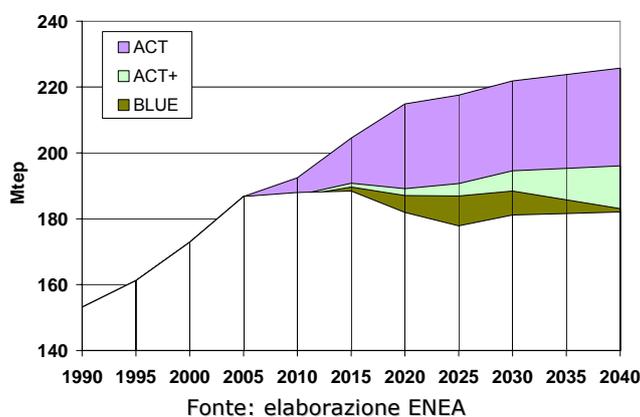


Figura 59 - Consumi di energia primaria e intensità energetica negli scenari di intervento

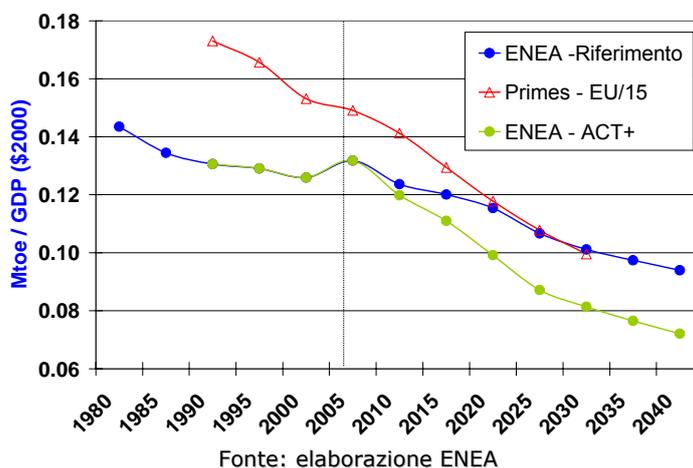
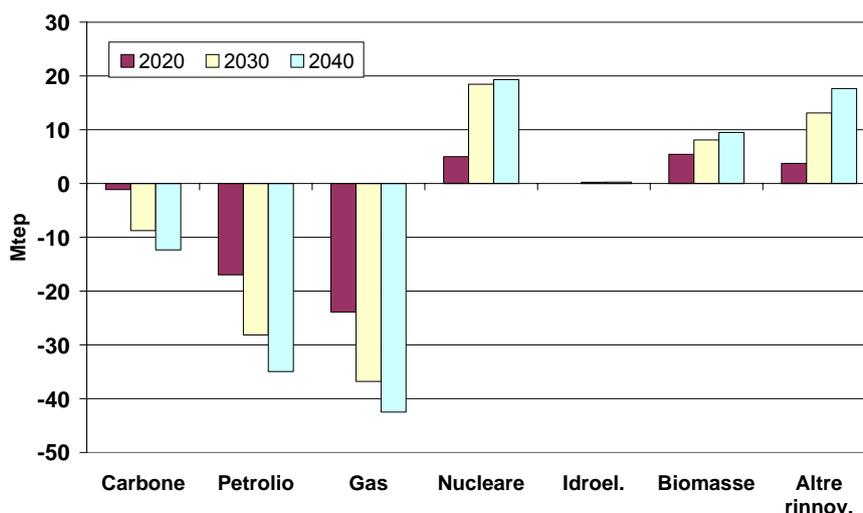


Figura 60 - Effetti dello scenario ACT+ sul mix delle fonti



Fonte: elaborazione ENEA

Gli scenari di accelerazione tecnologica modificano l'andamento del *mix energetico* producendo rispetto allo scenario *di riferimento* una riduzione dei consumi di energia differenziata tra le diverse fonti primarie (figura 60).

Con riferimento allo scenario ACT+ si osserva che:

- Lungo l'orizzonte temporale la quota di fabbisogno energetico soddisfatto dai combustibili fossili scende dal 91% del 2005 al 79% del 2020, fino al 60% del 2040, con ovvie conseguenze sulla *dipendenza energetica* del Paese.
- La gran parte della riduzione riguarda *gas naturale e petrolio*, che presentano contrazioni rilevanti sia in termini relativi che assoluti (nel 2020, -21 Mtep il gas, -17 Mtep il petrolio).
- Il *carbone* presenta nello scenario ACT+ all'orizzonte 2020 una riduzione di appena 1 Mtep che sale fino a 10 Mtep nel lungo periodo, per il suo minor utilizzo nella generazione elettrica, pur in presenza di una significativa penetrazione della generazione elettrica con cattura e sequestro della CO₂.
- Le *fonti rinnovabili* presentano tutte incrementi significativi rispetto allo scenario *di riferimento*, nel quale pure la produzione di energia rinnovabile aumenta in modo significativo.
- Infine, una variazione di rilievo rispetto allo scenario *di riferimento*, che tiene conto solo delle misure "pienamente implementate" all'inizio del 2008, riguarda lo sfruttamento dell'*energia nucleare*, possibile a partire dal 2020, e che a partire dal 2030 raggiunge valori corrispondenti a poco meno del 10% dell'energia primaria consumata da paese.

Consumi finali di energia

Nello scenario ACT+ nel 2020 i consumi finali di energia si riducono rispetto allo scenario *di riferimento* di circa 22 Mtep, più della metà dei quali (circa 12 Mtep, soprattutto consumi di gas naturale) nel settore *civile* (figura 61), per la gran parte grazie alla forte crescita dell'efficienza energetica negli usi finali (mentre è modesto il contributo del "risparmio energetico"). La riduzione diviene ancora più rilevante nel lungo periodo, fino a -16 Mtep nel 2040.

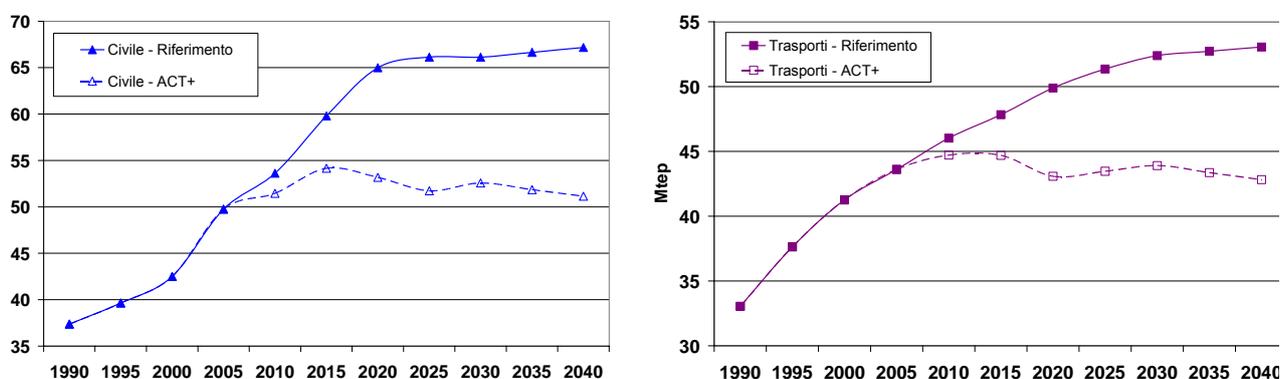
Nel settore dei *trasporti* (figura 61) la riduzione dei consumi è pari nel 2020 a 9 Mtep, gran parte dei quali derivanti dalla maggiore penetrazione di tecnologie di trasporto più efficienti. Un contributo più contenuto alla riduzione dei consumi viene dalla riduzione della domanda di servizi energetici (del 10% circa rispetto allo scenario *di riferimento*) legata a modifiche nei comportamenti dei consumatori e a misure "infrastrutturali". Anche in questo caso la forbice tra i due scenari si allarga ancora nel lungo periodo, fino a superare i 10 Mtep.

Nell'*industria* i consumi dello scenario *ACT+* sono nel 2020 inferiori di circa 3 Mtep a quelli dello scenario *di riferimento*, con un calo in particolare dei consumi di gas naturale e di energia elettrica, parzialmente compensati da un modesto incremento del consumo di carbone e biomasse. In questo caso, alla modesta riduzione dei consumi nel medio periodo, segue nel lungo periodo una forte accelerazione nel miglioramento dell'efficienza, che arriva a determina riduzioni dei consumi comparabili a quelle degli altri settori.

Nonostante il carattere molto significativo delle misure di politica energetica e ambientale considerate negli scenari *di accelerazione tecnologica*, il tasso di crescita dei consumi di *energia elettrica* in nessuno di questi scende al di sotto dell'1% medio annuo prima del 2020.

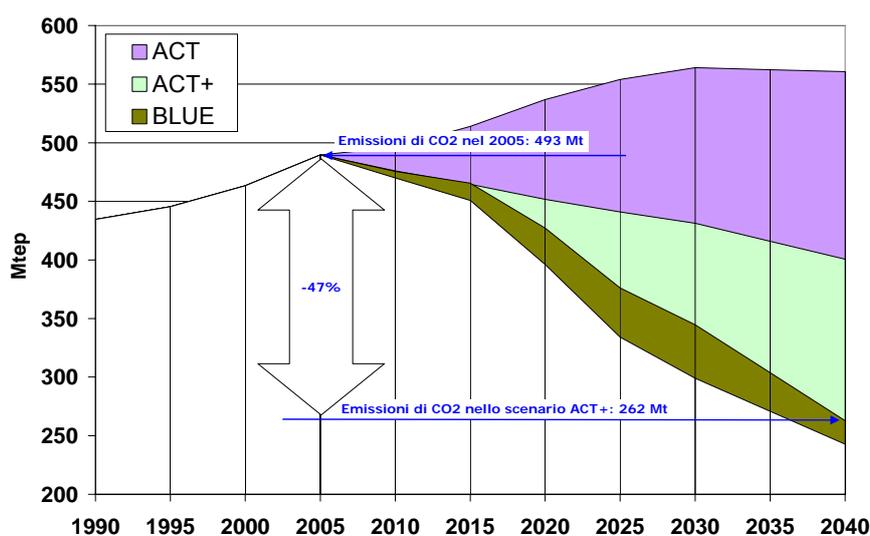
Rispetto al livello delle emissioni di CO₂ nel 2005 (anno di riferimento secondo il recente pacchetto di proposte della Commissione UE), pari a 490 Mt, nel 2020 le emissioni risultano inferiori in tutti gli scenari di intervento: -8% circa nello scenario ACT, -13% circa nello scenario ACT+ (-2% rispetto al 1990), -19% nello scenario BLUE (-9% rispetto al 1990, con una discesa delle emissioni sotto al livello previsto dal Protocollo di Kyoto per il 2012).

Figura 61 - effetti degli scenari di accelerazione sui settori di uso finale



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 62 - Riduzione di emissioni serra negli scenari di accelerazione tecnologica



Fonte: elaborazione ENEA

In nessuno degli scenari di intervento la riduzione dei *consumi di energia primaria* raggiunge l'auspicato (ma non vincolante) -20%: rispetto allo scenario di riferimento, la riduzione è pari a circa 25 Mtep (-12%) nello scenario *ACT*, mentre arriva a circa 30 Mtep (-14% circa) nello scenario *ACT+*, e a 38 Mtep (-18%) nello scenario *BLUE*.

Un elemento di rilievo che emerge dall'analisi di scenario è proprio la difficoltà che il sistema energetico italiano sembra incontrare nel superamento di una soglia di riduzione dei consumi che vada oltre quella conseguibile attraverso gli interventi di efficienza energetica: lo scenario *BLUE*, infatti, è l'unico scenario nel quale la trasmissione agli utenti di un significativo costo addizionale contribuisce in modo rilevante a un uso "più razionale" dell'energia.

Nell'orizzonte di *lungo periodo*, si è detto come l'analisi delle prospettive del sistema energetico nazionale non possa che fare riferimento agli obiettivi in via di definizione a livello europeo e internazionale, sempre più orientati al dimezzamento delle emissioni di gas serra entro il 2050 su scala globale (un valore medio che significa evidentemente che nei paesi OCSE le riduzioni dovranno essere ancora maggiori).

Concentrando l'attenzione sullo scenario ENEA *ACT+*, nel lungo periodo un elemento di rilievo che lo caratterizza è che esso sembra in effetti in grado di "spostare la traiettoria" del sistema energetico italiano lungo un sentiero di sviluppo tale da determinare riduzioni molto significative delle emissioni di CO₂, comparabili con le suddette riduzioni auspiccate da organismi come il G8. Nel corso dell'orizzonte temporale le riduzioni delle emissioni di CO₂ divengono infatti progressivamente più consistenti, in quanto l'entrata nel sistema di tecnologie energetiche profondamente innovative riesce a dispiegare pienamente i suoi effetti.

Nel dettaglio, lo scenario *ACT+* determina una riduzione delle emissioni vicina al 50% entro il 2040, pari alla metà delle emissioni dello scenario di riferimento (-260 Mt).

Scenari di accelerazione tecnologica e obiettivi al 2020

Il 10 gennaio 2008 la Commissione Europea, in attuazione del Piano d'azione sulla politica energetica (definito dalla Presidenza del Consiglio Europeo, Bruxelles 8-9 marzo 2007) ha adottato un pacchetto di proposte, invitando il Consiglio e il Parlamento europeo ad approvare:

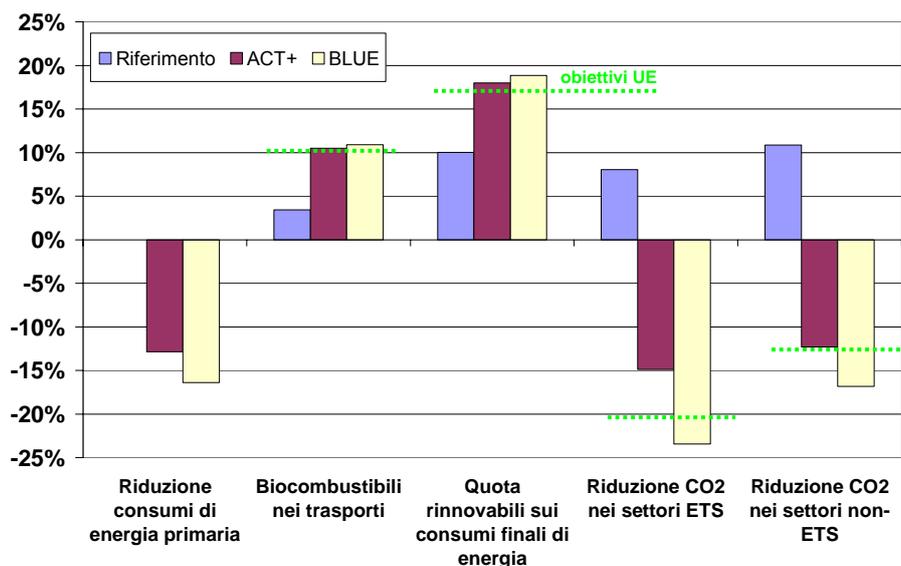
- un impegno unilaterale dell'UE a *ridurre di almeno il 20% le emissioni di gas serra* rispetto ai livelli del 1990 entro il 2020 (obiettivo che sale al 30% in caso di accordo internazionale sui cambiamenti climatici);
- un obiettivo vincolante per l'UE del 20% di energia da fonti rinnovabili entro il 2020, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti; il pacchetto di proposte della Commissione contiene anche obiettivi individuali giuridicamente vincolanti per ciascuno degli Stati membri, assegnando all'Italia una *quota di fonti rinnovabili al 17%* dei consumi finali di energia.

Il Piano d'azione del Consiglio Europeo del marzo 2007 prevedeva anche un obiettivo di riduzione dei consumi finali di energia (non più previsto nel pacchetto di proposte della Commissione UE), da ridurre del 20% rispetto all'evoluzione tendenziale.

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

Per quel che riguarda l'obiettivo delle *emissioni di gas serra*, lo scenario *ACT+* si avvicina agli obiettivi del pacchetto di proposte della Commissione EU arrivando a una riduzione pari a circa il 13% nei settori ETS, a circa il 12% nei settori non-ETS, mentre lo scenario *BLUE* è l'unico scenario in grado di andare oltre tutti gli obiettivi della Commissione.

Figura 63 - Posizionamento degli scenari di accelerazione tecnologica rispetto agli obiettivi UE del 2020



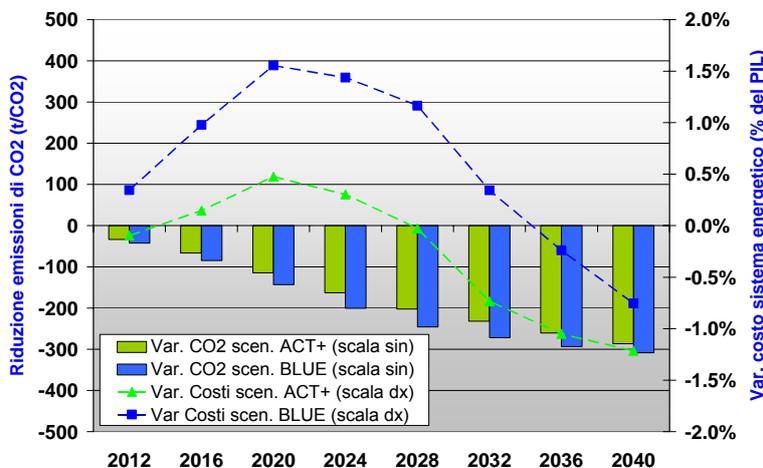
Fonte: elaborazione ENEA

Costi e opportunità dagli scenari di accelerazione tecnologica

Con riferimento ai due scenari di accelerazione tecnologica in linea con gli obiettivi di riduzione delle emissioni, tanto di medio quanto di lungo periodo (gli scenari ACT+ e BLUE), la figura 64 mostra come entrambi gli scenari siano caratterizzati, nella prima parte dell’orizzonte temporale, da un costo aggiuntivo del sistema energetico, crescente fino al 2020 (anno-obiettivo delle politiche europee) che evidentemente impongono al sistema un forte aumento degli investimenti.

Si vede come, in entrambi gli scenari, il costo aggiuntivo dell’accelerazione tecnologica divenga negativo nel lungo periodo in quanto i maggiori investimenti effettuati determinano riduzioni dei consumi energetici e quindi del costo dell’energia. D’altra parte, il maggiore aumento dei costi del sistema energetico che caratterizza lo scenario BLUE rispetto allo scenario ACT+ non determina altrettanto evidenti maggiori riduzioni delle emissioni di CO₂, che nel lungo periodo sono simili nei due scenari.

Figura 64 – Costo⁷ totale del sistema energetico e riduzione delle emissioni (scenari ACT+ e BLUE)



Fonte: elaborazione ENEA

⁷ Il costo totale del sistema è una stima dell’insieme delle spese legate al funzionamento del sistema energetico.

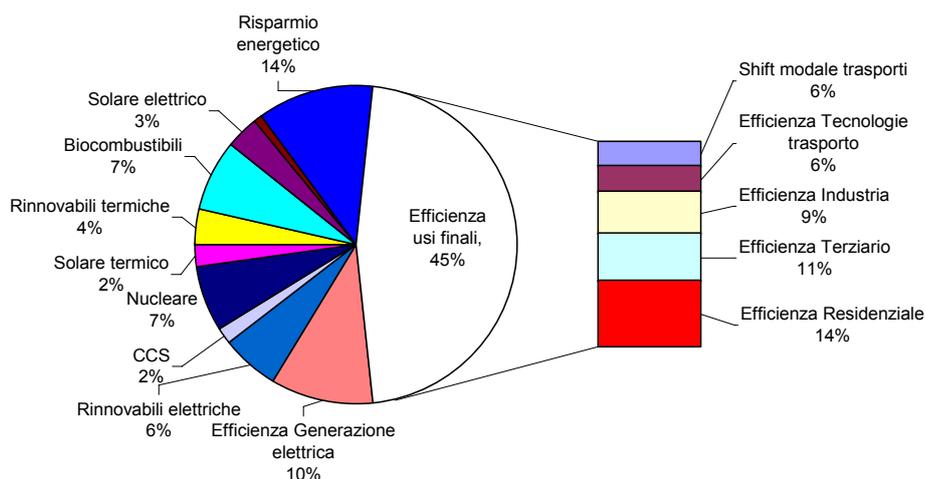
Rilevanti sono gli impatti su tutte le componenti di costo del sistema energetico. In particolare, al 2020, l'aumento del costo totale del sistema energetico deriva dalla necessità di un forte incremento degli investimenti in tecnologie energetiche innovative, che permettono riduzioni consistenti delle spese per l'importazione di energia. Nel periodo 2008-2020 a fronte di un aumento degli investimenti in tecnologie energetiche del 2% circa le spese per le importazioni di energia si riducono complessivamente di più del 5%, raggiungendo il 10% nel 2020, con un risparmio sulla bolletta energetica del paese dell'ordine di 5 miliardi di euro.

Ruolo delle tecnologie per la riduzione delle emissioni nel medio e nel lungo periodo

La figura 65 mostra il peso delle diverse componenti all'abbattimento delle emissioni di CO₂ ottenuto nello scenario ACT+ rispetto al riferimento (pari a circa 108 Mt). Il primo dato di rilievo è che nel medio periodo circa il 60% dell'abbattimento dipende da un uso più efficiente dell'energia, realizzato in particolare mediante l'accelerazione nella sostituzione delle tecnologie nei settori di uso finale:

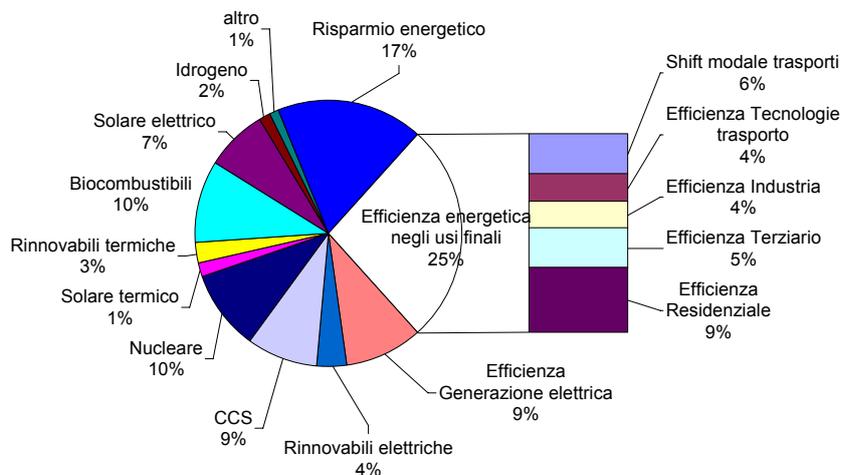
- il 45% è riconducibile a una maggiore *efficienza energetica* nei diversi settori di uso finale;
- a questo si aggiunge un contributo rilevante (14%) da parte delle opzioni di "*risparmio energetico*" che implicano cambiamenti nei modelli di uso dell'energia;
- un altro 10% è riconducibile a un miglioramento dell'*efficienza di conversione* nella generazione elettrica e alla diffusione della *cogenerazione*, cui si aggiunge un piccolo contributo derivante dalla prima introduzione della *tecnologia della cattura della CO₂* (2%);
- il resto della riduzione delle emissioni di CO₂ è riconducibile in primo luogo a un *cambiamento del mix di energia* utilizzata dal sistema, con la riduzione dell'intensità carbonica dell'energia primaria, grazie all'incremento dell'uso delle *fonti rinnovabili*, sia elettriche che termiche, che nel loro insieme contribuiscono per un significativo 22%;
- a questo si aggiunge infine il contributo dell'*energia nucleare* pari al 6% della riduzione totale.

Figura 65 - Contributo di diversi fattori alla riduzione delle emissioni di CO₂ nello scenario ACT+ rispetto allo scenario di riferimento (anno 2020)



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 66 – Contributo di diversi fattori alla riduzione delle emissioni di CO₂ nello scenario ACT+ rispetto allo scenario di riferimento (anno 2040)



Fonte: elaborazione ENEA

La figura 66 permette di comprendere meglio il ruolo svolto dalle diverse opzioni tecnologiche nel raggiungimento di obiettivi di abbattimento delle emissioni nel lungo periodo.

- la tecnologia che più contribuisce alla riduzione delle emissioni rispetto all'evoluzione di riferimento è la generazione elettrica da *fissione nucleare* (di III Generazione), che concorre per il 10% alla riduzione totale;
- anche la generazione elettrica da fonti fossili accompagnata da *sequestro e confinamento della CO₂* presenta nel lungo un ruolo importante, determinando da sola circa un decimo della riduzione totale;
- l'uso di *fonti rinnovabili* nel settore della generazione elettrica raggiunge nel lungo periodo un peso di poco superiore al 10%, metà del quale legato all'elettricità da *fonte solare*, in particolare fotovoltaica;
- complessivamente, l'insieme delle *fonti rinnovabili* contribuisce per il 25% circa alla riduzione totale, della quale una parte rilevante è legata a una forte penetrazione dei biocarburanti (prevalentemente di importazione);
- *l'efficienza negli usi finali* dell'energia costituisce il 25% del totale;
- l'accelerazione nel miglioramento dell'*efficienza di conversione* nella generazione elettrica e nella diffusione della cogenerazione continua a fornire un contributo significativo anche nel lungo periodo;
- infine, anche nel lungo periodo un contributo rilevante (17%) viene dalle opzioni di riduzione della domanda di servizi energetici (*risparmio energetico*), derivanti però come già detto da interventi la cui efficacia è difficilmente quantificabile.

Edito dall'ENEA
Unità Comunicazione
Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma
www.enea.it

Copertina: Bruno Giovannetti
Stampato presso il Laboratorio Tecnografico ENEA - Frascati

Finito di stampare nel mese di luglio 2008

