

PRIMA PARTE: *IL QUADRO GLOBALE*

CAPITOLO 1 DINAMICHE ENERGETICHE E AMBIENTALI NELLE PRINCIPALI AREE GEOPOLITICHE

1.0 Le grandi sfide dell'energia e dell'ambiente

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

Negli ultimi mesi, sono stati resi pubblici numerosi rapporti dedicati ai cambiamenti climatici. Per citarne solo alcuni: "The living planet report 2006" del WWF e lo "Stern Review on the Economics of Climate Change" presentato dall'economista Nicholas Stern al Primo Ministro e al Cancelliere dello Scacchiere del Regno Unito. L'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha annunciato il nuovo rapporto sui cambiamenti climatici "Climate Change 2007" ed è stato recentemente presentato un primo documento (relativo ai risultati del gruppo di lavoro "The Physical Science Basis"), in cui si valuta il ruolo dei fattori umani e naturali nel determinare i cambiamenti climatici. Secondo questo rapporto, le determinanti umane, valutate con un livello di confidenza molto alto, sarebbero responsabili del 90% delle emissioni di gas serra in atmosfera: un valore significativamente più elevato di quanto stimato nel precedente rapporto IPCC del 2001 (66%). Nel rapporto viene inoltre formulata un'ipotesi di scenario secondo cui nell'ultima decade del XXI secolo si dovrebbe registrare, rispetto alle due ultime decadi del secolo precedente, un aumento medio della temperatura globale del pianeta compreso tra 1.8°C a 4°C ed un fenomeno d'innalzamento del livello del mare compreso tra 18 a 59 centimetri.

Intervenire a limitare le cause dei cambiamenti climatici, alle cui evidenze è dedicato il box che segue, costituisce dunque un impegno da assumere soprattutto nei confronti delle generazioni future, considerando che le emissioni di CO₂ oggi prodotte rimarranno per circa 100 anni nell'atmosfera.

Evidenze dei Cambiamenti Climatici

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

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

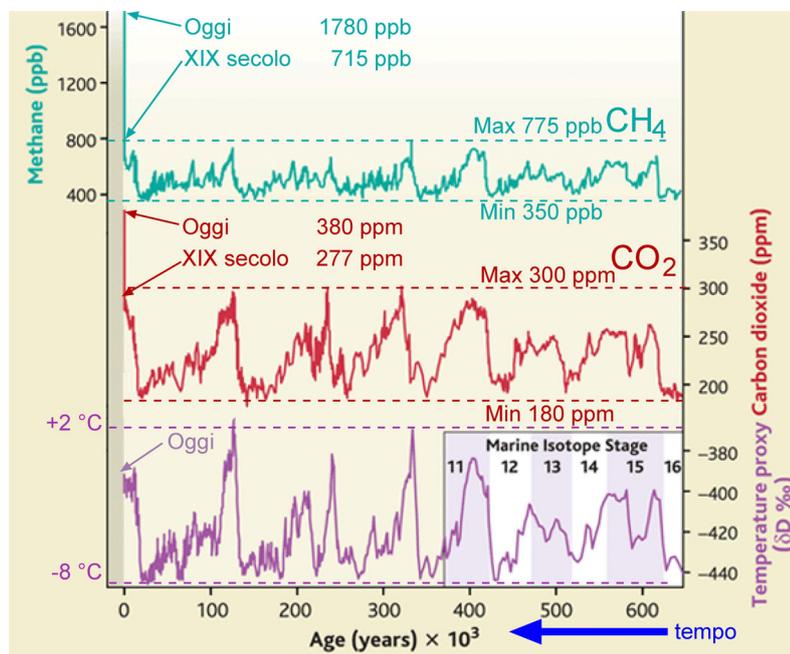
La comunità scientifica internazionale ritiene infatti che le attività umane rappresentino un nuovo forzante del clima.

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

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

Per gli ultimi decenni, la variazione in atmosfera della concentrazione dell'anidride carbonica è documentata dalle misure dirette effettuate a partire dal 1957 nella stazione di Manua Loa (Hawaii, USA),

e successivamente dalla rete mondiale del Global Atmosphere Watch (per l'Italia le stazioni di Lampedusa dell'ENEA, Plateau Rosa del CESI, Monte Cimone dell'Aeronautica Militare). Le bolle d'aria racchiuse negli strati di ghiaccio dell'Antartide (20 anni di ricerche italiane dirette dall'ENEA) rappresentano l'unica testimonianza disponibile della concentrazione dei gas serra precedentemente alla metà del XX secolo, e permettono di individuare il brusco aumento di gas ad "effetto serra" nell'atmosfera. In particolare, nel XIX secolo i contenuti di anidride carbonica (CO₂) e metano (CH₄) erano rispettivamente di 277 ppm (*parti per milione*) e di 715 ppb (*parti per miliardo*; Figura 1), mentre l'attuale contenuto di anidride carbonica è di 380 ppm, con un incremento del 35% rispetto al XIX secolo. Il contenuto di metano è di 1780 ppb, +130% rispetto al XIX secolo. Nel periodo pre-industriale i contenuti di anidride carbonica e metano erano simili a quelli misurati nelle fasi geologiche calde (Interglaciali). Negli ultimi 820.000 anni la concentrazione di anidride carbonica è variata da un minimo di circa 180 ppm nelle fasi più fredde (Glaciali, con temperature inferiori alle attuali di 10-15°C) a un massimo di 300 ppm in quelle più calde (anche con temperature superiori alle attuali di 2-3°C). Analogamente il metano è variato da 350 ppb a 775 ppb. L'incremento antropico osservato negli ultimi 200 anni è simile a quello rilevato nei dati paleoclimatici fra un glaciale ed un interglaciale per l'anidride carbonica (100 ppm) e nettamente superiore (1000 ppb) per il metano. Accanto all'aumento di anidride carbonica e metano negli ultimi 200 anni si è registrata una crescita del 18% nella concentrazione di protossido di azoto. Le concentrazioni attuali di anidride carbonica e metano in atmosfera sono le più alte mai registrate negli ultimi 820.000 anni e stanno crescendo con velocità eccezionali, cento volte superiori a quelle dell'epoca pre-industriale.



In figura è rappresentato l'andamento dei gas ad effetto serra (metano CH₄, anidride carbonica CO₂) e del deuterio (δD, rappresentativo della temperatura dell'aria) nella carota di ghiaccio di EPICA (*European Project for Ice Coring in Antarctica*) negli ultimi 650.000 anni. L'età geologica aumenta da sinistra (periodo odierno) verso destra (periodi più antichi). Al progetto EPICA partecipano 10 nazioni europee, con finanziamenti nazionali e della Comunità Europea. La partecipazione italiana è rappresentata da ricercatori delle Università, dell'ENEA e dell'INGV. L'ENEA ha assicurato il coordinamento logistico e tecnologico alle attività di perforazione nella base antartica di Concordia. Le ricerche italiane sono svolte nell'ambito del Programma Nazionale di Ricerca in Antartide (PNRA), finanziato dal Ministero dell'Università e della Ricerca.

L'economista Nicholas Stern, nel suo rapporto, sostiene che le conseguenze economiche a lungo termine dei cambiamenti climatici saranno imponenti e prevede che per rimediare ai danni provocati dai nuovi assetti climatici dovrà essere assunto un impegno economico corrispondente ad una percentuale compresa tra il 5% e il 20% del prodotto lordo mondiale. Stern sostiene d'altro canto che intervenendo tempestivamente con opportune azioni di riduzione delle emissioni, il costo di mitigazione dell'effetto dei cambiamenti climatici sarebbe più contenuto, non superando un ammontare pari all'1% del Pil mondiale annuo. Gli investimenti che saranno effettuati nei prossimi 10-20 anni avranno un profondo effetto sul clima e influenzeranno in misura considerevole il futuro del pianeta: i costi di stabilizzazione delle emissioni sono significativi ma sopportabili, ritardare gli interventi potrebbe risultare

pericoloso e molto più costoso. In tale contesto il protocollo di Kyoto¹ rappresenta il principale punto di riferimento e, tuttora, il primo strumento negoziale a livello internazionale per la riduzione delle emissioni dei gas ed effetto serra.

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

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

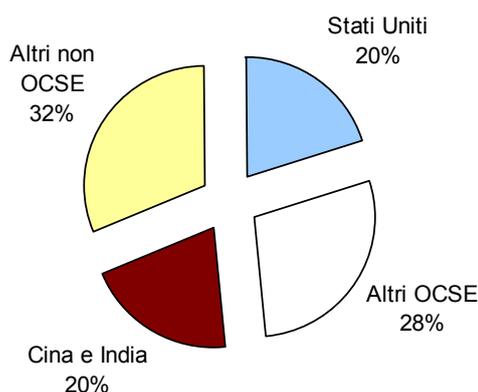
Si delinea quindi in modo sempre più evidente la necessità di un approccio soprannazionale per approntare quelle attività sul piano della ricerca e dell'innovazione tecnologica che si rendono necessarie per accelerare il passaggio da un sistema energetico caratterizzato da un ricorso ambientalmente insostenibile alle fonti fossili verso un sistema "carbon-free" basato su nuove tecnologie per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili².

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

1.1.1 Tendenze dei consumi di energia per fonte e per area

A partire dal 2004 i consumi di energia primaria dei paesi non appartenenti all'OCSE hanno superato i consumi dei paesi più industrializzati. Nel 2005, la struttura dei consumi per aree geopolitiche è sostanzialmente simile a quella dell'anno precedente e mette in luce (figura 1.1) l'emergere, accanto agli Stati Uniti, dei principali paesi dell'Asia quali importanti poli di consumo di energia³.

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



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

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

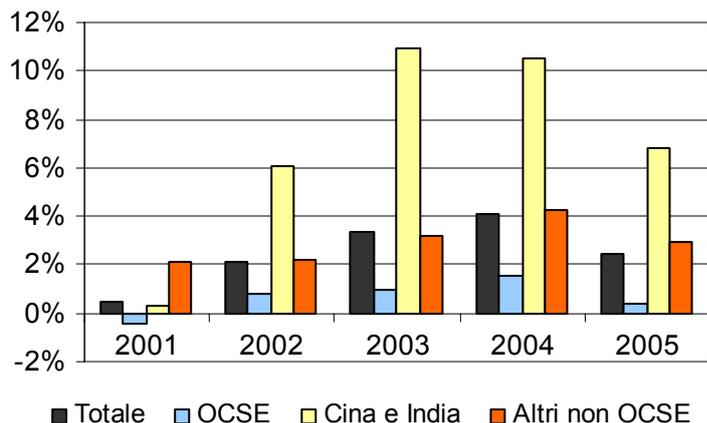
¹ Si veda in proposito il paragrafo 1.4.1 e, in relazione alla posizione dell'UE, il paragrafo 2.5.2

² Si veda in proposito: Energy Technology Perspectives, International Energy Agency, 2006

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

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

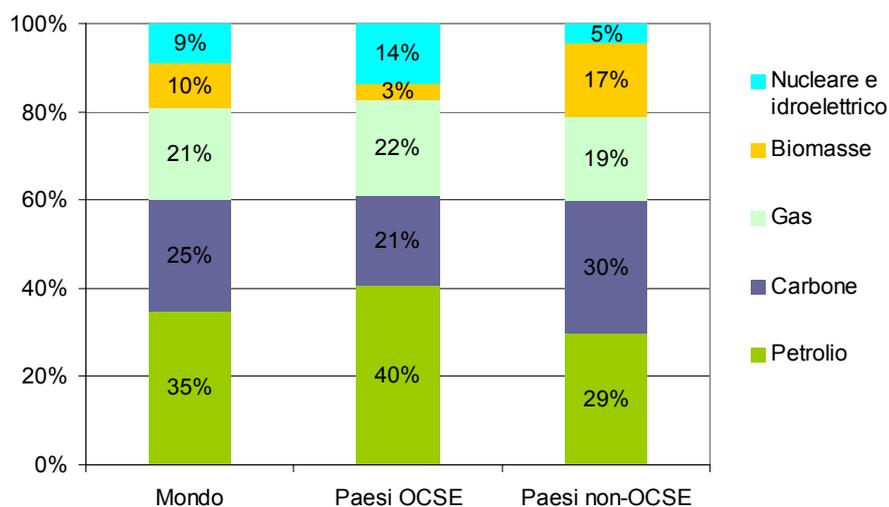
Figura 1.2 - Consumi di energia primaria: variazione percentuale annua per area geopolitica



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

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

Figura 1.3 – Quota per fonte dei consumi di energia primaria nel mondo, anno 2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

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

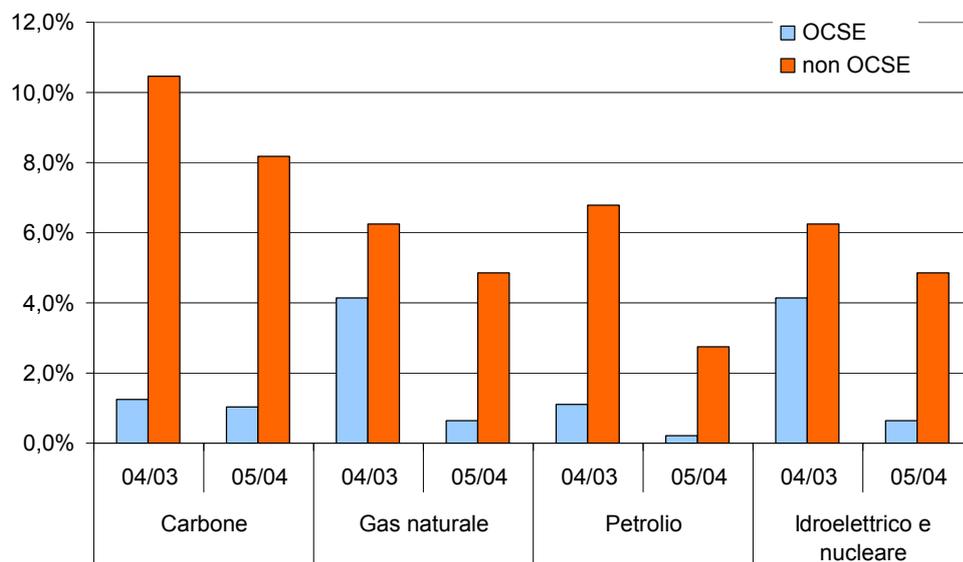
nella generazione elettrica e il ricorso alle biomasse utilizzate prevalentemente nel settore civile mediante tecnologie tradizionali (figura 1.3).

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

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

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

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



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

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

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

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

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

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

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

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

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

Fonte: elaborazione su dati ENERDATA S.A.

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

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

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

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

Si possono identificare tre grandi poli di consumo di petrolio:

1. il Nord America (26% circa dei consumi mondiali) dove, data la struttura degli agglomerati urbani, la maggioranza dei consumi di petrolio della regione è assorbita dal settore trasporti;
2. i Paesi dell'Europa, che assorbono una quota dei consumi mondiali di quasi il 19% (circa 17% per i 25 paesi dell'Unione Europea) e dove, negli ultimi anni, si registra il crescente utilizzo di gasolio per motori diesel e la contestuale riduzione dei consumi di benzina;

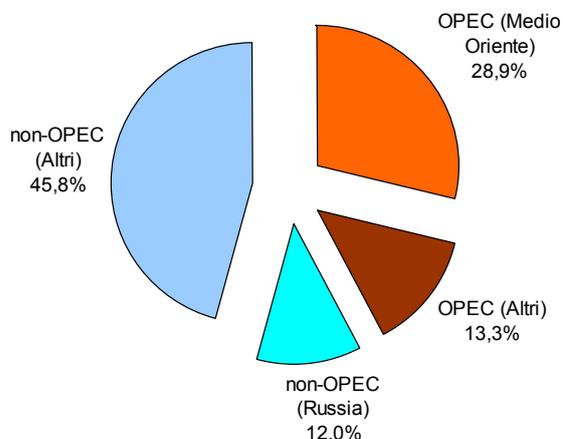
3. L'Asia, che assorbe ormai il 27% della domanda globale di petrolio, superando il Nord America. Il petrolio rappresenta il 30% circa dei fabbisogni energetici dell'area. I consumi regionali sono trainati dalla domanda proveniente dalla Cina che, sebbene produca parte del petrolio che consuma, è costretta a ricorrere in misura sempre più massiccia alle importazioni. Vale la pena sottolineare, inoltre, che in Cina vige per i prodotti petroliferi un sistema di prezzi controllati al dettaglio che spesso risultano inferiori a quelli del mercato internazionale, con conseguenti necessità di razionamento. La crescente sostituzione di carbone e combustibili tradizionali non commerciali nel settore residenziale, l'aumento del reddito per una parte della popolazione che favorisce l'acquisto d'autoveicoli e altri elementi congiunturali menzionati nel paragrafo precedente si sono tradotti nel recente incremento della domanda petrolifera cinese. Analoghe situazioni si sono verificate in altri paesi asiatici ma con crescite dei consumi meno marcate.

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

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

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

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



Fonte: elaborazione su dati ENERDATA S.A.

Le prospettive di lungo periodo della produzione sono legate alla disponibilità di risorse petrolifere. Pur trattandosi di quantità finite ed esauribili, la disponibilità accertata di risorse

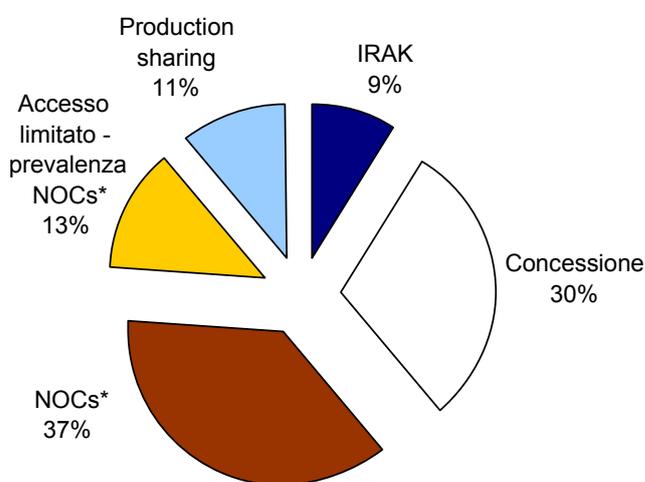
petrolifere nel sottosuolo a livello mondiale è tale da poter coprire la domanda ancora per parecchi anni⁴. Lo sfruttamento di riserve esistenti ma al momento ritenute non economiche dipenderà inoltre dall'andamento dei prezzi, dalle aspettative degli operatori sull'andamento degli stessi e dallo sviluppo di tecniche di estrazione più evolute.

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

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

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

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



* National Oil Companies

Fonte: AIE – World Energy Outlook (WEO) 2006

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

Contemporaneamente, nonostante i profitti realizzati dalle compagnie petrolifere per il rialzo dei prezzi registratosi negli ultimi anni, queste, per i motivi elencati in precedenza, trovano crescenti difficoltà ad effettuare investimenti nei tradizionali paesi produttori. La fase di prezzi elevati del greggio tuttavia, rende conveniente lo sfruttamento di giacimenti che altrimenti resterebbero inutilizzati e aumenta la propensione ad effettuare attività di esplorazione. Sino ad ora il progresso della tecnologia, e periodi sufficientemente lunghi di prezzi del greggio sostenuti, hanno giocato a favore di un ampliamento delle risorse economicamente sfruttabili e presumibilmente questi fattori resteranno in gioco negli anni a venire. Sicuramente le riserve "convenzionali" più a buon mercato si vanno rapidamente esaurendo, e da tempo si parla dell'imminenza del culmine della produzione di petrolio convenzionale: in realtà le previsioni su quando ciò avverrà variano dal prossimo anno fino al 2035 e oltre. Ciò che appare al momento

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

chiaro è che le quantità di greggio disponibili a seguito delle scoperte di nuovi giacimenti già da molti anni sono inferiori agli incrementi di produzione.

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

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

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

Se il prezzo di equilibrio di lungo termine del greggio fosse 40\$/barile, la produzione di petrolio non convenzionale diverrebbe meno problematica. La produzione attuale (1Mb/g di petrolio da sabbie bituminose in Canada e 0,6Mb/g da petrolio pesante in Venezuela) potrebbe incrementare, ma con tempi di crescita dell'offerta lunghi (la produzione canadese potrebbe triplicare ma solo entro il 2025). In realtà lo sviluppo della produzione da petrolio non convenzionale non appare al momento frenato dalle aspettative sull'andamento dei prezzi, bensì da altri aspetti quali la necessità di gas e acqua per il processo di produzione e la protezione dell'ambiente⁷.

Tabella 1.2 - Riserve provate di petrolio al 1 gennaio 2005. Primi 15 Paesi

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

Comprende le riserve provate di sabbie bituminose del Canada.

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A

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

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

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

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

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

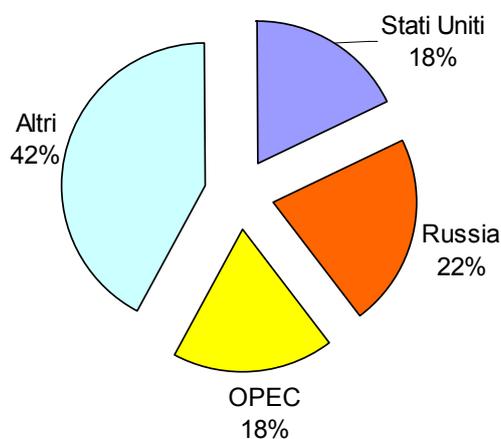
Il mercato nordamericano, tendenzialmente stagnante negli ultimi anni, evidenzia il raggiungimento dei limiti nella capacità d'offerta del gas sul versante interno. Una domanda di gas nel complesso elevata (che peraltro si rivolge in crescente misura verso le importazioni di GNL, il più costoso gas in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

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

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

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

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



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

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

Tabella 1.3 - Riserve provate di gas naturale al 1 gennaio 2005. Primi 20 Paesi

	10¹² m³	Quota (%)	Riserve/Produzione (anni)
Russia	46,80	26,3	81,5
Iran	26,50	14,9	*
Qatar	25,78	14,5	*
Arabia Saudita	6,75	3,8	*
Emirati Arabi	6,05	3,4	*
Nigeria	5,60	3,1	*
USA	5,49	3,1	9,8
Algeria	4,56	2,6	55,4
Venezuela	4,23	2,4	*
Indonesia	3,82	2,1	34,9
Iraq	3,17	1,8	*
Norvegia	3,14	1,8	30,4
Turkmenistan	2,90	1,6	53,1
Malesia	2,52	1,4	45,7
Kazakhstan	1,90	1,1	*
Uzbekistan	1,85	1,0	33,3
Cina	1,83	1,0	54,7
Egitto	1,76	1,0	69,1
Paesi Bassi	1,67	0,9	21,7
Canada	1,60	0,9	8,8
Subtotale	158,00	88,8	
Totale mondo	177,99	100,0	66,7

*Più di 100 anni

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

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

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

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

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

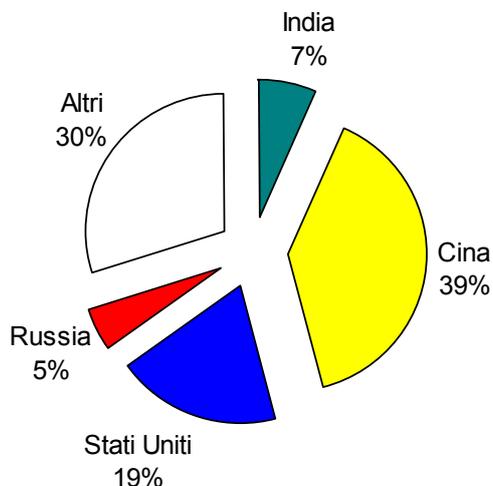
È interessante notare che anche in Giappone i consumi di carbone sono cresciuti negli ultimi anni. La necessità di una maggiore diversificazione delle fonti d'approvvigionamento, la ricerca di fonti energetiche meno costose in una fase di prezzi energetici crescenti hanno favorito il ricorso al carbone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

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

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

australiana. Le variazioni nelle altre aree, pur significative in qualche caso in termini percentuali, non hanno forte impatto sui valori assoluti.

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



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Tabella 1.4 - Riserve provate di carbone al 1 gennaio 2005. Primi 11 Paesi

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

*Più di 500 anni

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

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

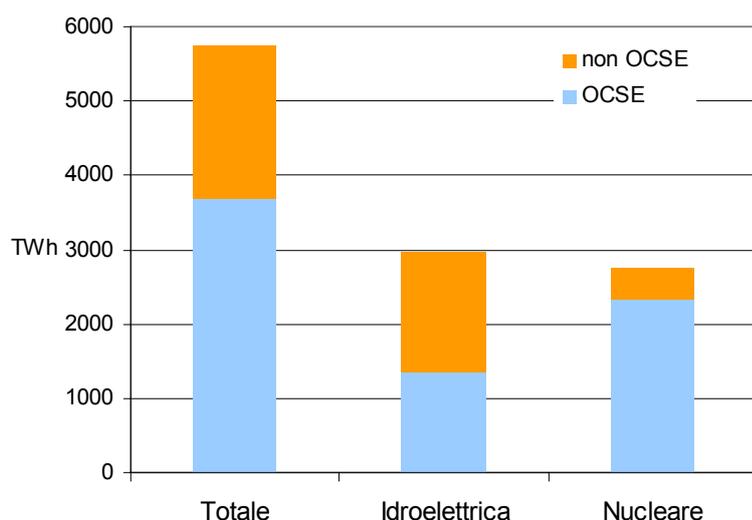
Un'altra importante fonte energetica è data dalle **biomasse** e dai rifiuti. L'utilizzo di questa risorsa nei Paesi sviluppati dell'OCSE è stimato con ragionevole approssimazione e sempre più spesso figura nelle statistiche ufficiali e nei bilanci energetici giacché ha un evidente valore commerciale,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

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

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

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

Figura 1.9 – Produzione di elettricità primaria. Anno 2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

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

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

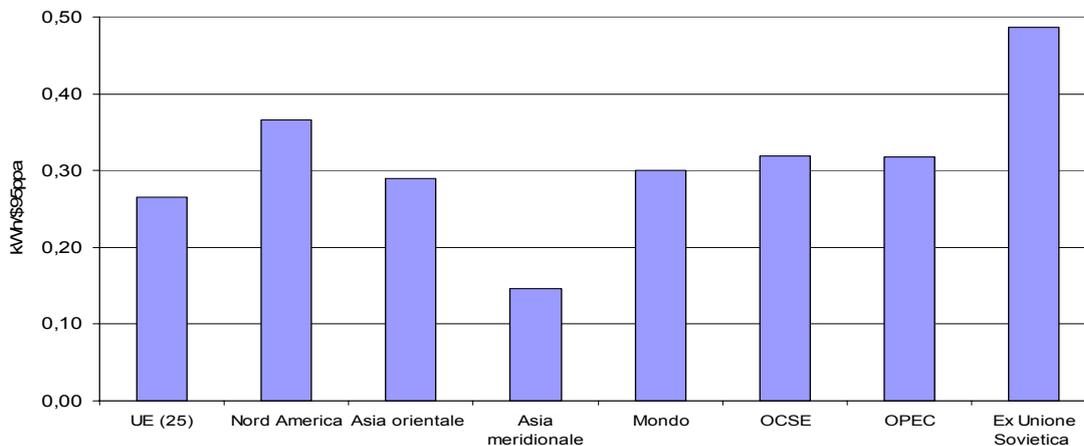
(Cina, Canada, Brasile, Stati Uniti, nell'ordine) producono il 46% dell'energia idroelettrica a livello mondiale.

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

La produzione di energia elettrica

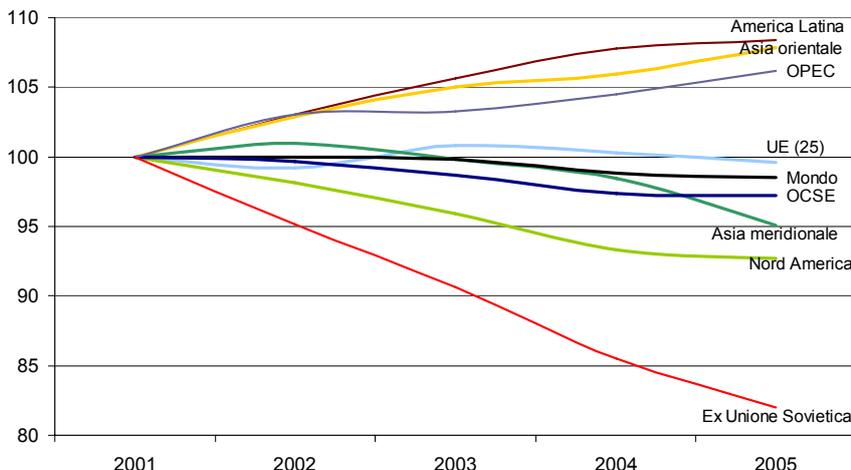
La produzione elettrica mondiale, sia primaria che d'origine termoelettrica, ha seguito, un andamento simile a quello della domanda d'energia nel suo insieme con un tasso di crescita leggermente più basso rispetto a quello del PIL, e questo comporta una riduzione dell'intensità elettrica a livello globale.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

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



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

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



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

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

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Tra il 2001 e il 2005 la produzione di energia elettrica a livello mondiale è passata da 15511 TWh a 18139 TWh (+4,2% all'anno) (Tabella A).

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

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

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

la produzione termoelettrica nei paesi non OCSE copre il 73% del totale (il carbone da solo il 42%), nei paesi OCSE tale quota scende al 61%;

la produzione nucleare e idroelettrica è pari al 36% del totale nei paesi OCSE e scende al 27% nei paesi meno industrializzati;

la produzione geotermica, eolica, fotovoltaica e da fonti non convenzionali coinvolge quasi esclusivamente i paesi OCSE nei quali raggiunge il 3% del totale.

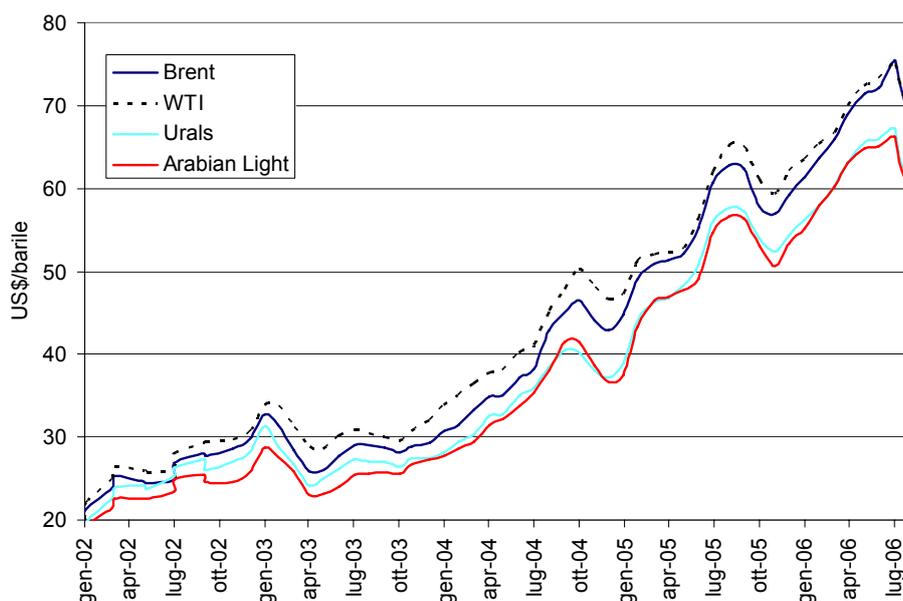
1.1.3 Andamento dei prezzi delle fonti fossili

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

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

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

Figura 1.10 - Prezzo del petrolio



Fonte: elaborazione ENEA su dati di varia provenienza

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

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

In primo luogo, vale la pena sottolineare che la produzione attuale è composta prevalentemente (40%) da greggio di qualità *Medium and Sour* (media viscosità e contenuto di zolfo medio-alto) e che l'offerta di greggio di qualità *Light and Sweet* (bassa densità e basso contenuto di zolfo) è diminuita negli ultimi dieci anni a fronte di un aumento dell'offerta di greggio pesante e ad alto contenuto di zolfo⁸.

Contestualmente la domanda mondiale di distillati leggeri (e medi) è aumentata negli ultimi dieci anni a fronte di una riduzione della domanda di olio combustibile⁹; l'incremento è generalizzato a tutte le aree geografiche e in molti paesi procede parallelamente ad un inasprimento delle normative ambientali atto a diminuire il contenuto di zolfo dei combustibili.

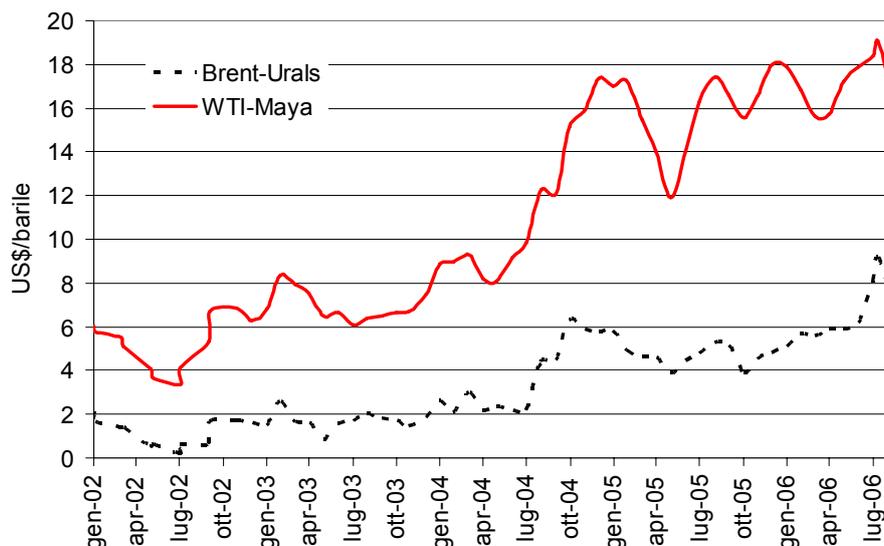
Data la situazione di mercato descritta in precedenza, in presenza di aumenti del prezzo del greggio, il sistema di raffinazione è incentivato a produrre una frazione maggiore di distillati medi e leggeri (per i quali la domanda è in crescita) piuttosto che olio combustibile, soggetto alla concorrenza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

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

⁸ Eni, World Oil and Gas Review -2006.

⁹ BP Statistical Review of World Energy, giugno 2006.

Figura 1.11– Differenziali nei prezzi di alcune qualità di greggio



Fonte: elaborazione ENEA su dati di varia provenienza

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

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

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

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

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

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

La quasi totalità dei contratti a termine stipulati al NIMEX, non prevede la consegna di petrolio reale. Il massiccio afflusso di capitali su questi mercati, avvenuto negli anni più recenti, fa sorgere il timore che l'aumento dei prezzi del greggio sia almeno parzialmente frutto di una bolla speculativa. I contratti derivati sul Brent trattati all'IPE hanno raggiunto un volume pari a cinque volte il totale dell'estrazione petrolifera giornaliera mondiale. Paradossalmente, mentre il Brent raggiunge volumi sempre maggiori sul mercato dei titoli derivati, le consegne effettive di questa qualità di greggio sono in netta diminuzione. Sebbene il Brent rappresenti meno dello 0,5% del volume di produzione complessivo, il suo prezzo (e quello del WTI) determina quello di gran parte della produzione petrolifera mondiale. Altri elementi di valutazione rafforzano l'ipotesi di una parziale influenza della bolla speculativa nella recente crescita dei prezzi del greggio, amplificata da aspettative "rialziste" degli operatori finanziari. Infatti, i marker di riferimento, fanno registrare differenziali di prezzo positivi anche nei confronti di tipologie di greggio di qualità superiore: poiché tali differenziali non possono essere giustificati da elementi qualitativi, risulta immediato collegare tale fenomeno all'influenza della speculazione finanziaria sul prezzo di WTI e Brent.

L'ascesa dei prezzi del petrolio, continua a creare grande preoccupazione per l'effetto deprimente sulla crescita economica a livello mondiale e per il suo potenziale inflazionistico. Di fatto, se il picco di prezzo raggiunto di recente ha un impatto psicologico notevole, esso resta inferiore ai valori raggiunti durante la crisi del 1980 in termini di dollari a prezzi 2005; ciò spiega in parte per quale ragione, nonostante i prezzi siano in continua crescita dal 2001 la crescita economica ne ha risentito solo parzialmente. Inoltre, dal momento che i prezzi del greggio sono quotati in dollari, le economie dell'area dell'euro sono state in parte schermate rispetto all'impatto degli alti prezzi del greggio dal rafforzamento della valuta europea nei confronti del dollaro. Un'altra ragione per il limitato impatto dei prezzi del petrolio sulla crescita è che dal primo shock petrolifero del 1973 ad oggi, l'intensità energetica dell'economia mondiale si è notevolmente ridotta e quella dei paesi OCSE si è addirittura dimezzata. Sulla base di questi fattori molti analisti prevedono un prezzo prossimo ai 63 dollari per buona parte del 2007¹⁰.

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

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

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

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

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

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

Molti di questi paesi sono interessati a massimizzare i profitti delle riserve nel breve periodo perché ne posseggono una quantità relativamente limitata. Solo l'Arabia Saudita, ha interesse a mantenere stabile il prezzo per evitare che la domanda si orienti verso fonti alternative o verso paesi non-OPEC. La posizione dell'Arabia è giustificata dalla necessità di ottimizzare i profitti in un'ottica di lungo periodo compatibile con il pieno sfruttamento delle ingenti riserve che essa possiede. La compagnia di Stato (ARAMCO) ha avviato un piano di investimenti ed esplorazioni atto a ricostituire margini di capacità produttiva a 1,5-2 Mb/g¹¹. Dopo le fusioni degli anni precedenti, e in seguito alla prolungata fase di crescita del prezzo del petrolio, le compagnie petrolifere occidentali registrano alti profitti, alte quotazioni di borsa e distribuiscono ricchi dividendi agli azionisti. Questo ultimo elemento lascia ritenere che le compagnie petrolifere occidentali siano ricche a livello finanziario ma povere in termini di opportunità in quanto hanno necessità di ricostituire le proprie riserve (tabella 1.5). Una quota rilevante degli investimenti programmati per i prossimi anni verrà utilizzata per rimpiazzare la produzione dei giacimenti in declino.

¹⁰ Cambridge Energy Research Associates, Market Briefing - 12 Settembre 2006.

¹¹ The Economist, Oil in troubled waters, Aprile 2005.

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

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

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

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

* Attualmente in liquidazione per bancarotta

** Esclusa la controllata Unocal

Fonte: The Economist su dati Petroleum Intelligence Weekly

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

L'assetto attuale del mercato porta quindi alcuni analisti¹² a sostenere che al crescere della quota di produzione delle NOCs (siano esse OPEC o non OPEC) cresce la forza del cartello dei paesi produttori danneggiando le compagnie petrolifere occidentali e, in ultima analisi, i consumatori. La competitività delle compagnie petrolifere occidentali passerà necessariamente per una crescita dimensionale che potrebbe portare ad ulteriori fusioni; da un punto di vista globale ciò non comporterà necessariamente un vantaggio per i consumatori perché le attività

¹² The Economist, "Global or National?", aprile 2005.

di esplorazione saranno subordinate alle acquisizioni in borsa di compagnie più piccole atte ad accrescere le riserve di quelle più grandi (*drilling at Wall Street*)¹³.

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

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

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

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

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

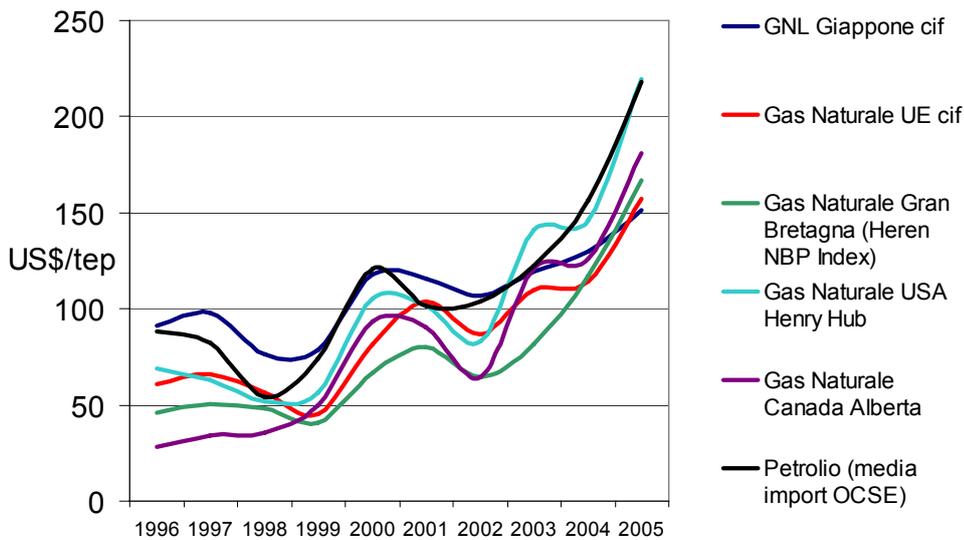
Nei tre anni successivi il prezzo del greggio è quasi triplicato, e tassi di incremento molto differenziati nei vari mercati hanno drasticamente cambiato il quadro della situazione: nel 2005 il prezzo del gas importato negli Stati Uniti è allineato con i prezzi del greggio, in Canada è di poco inferiore;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

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

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

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

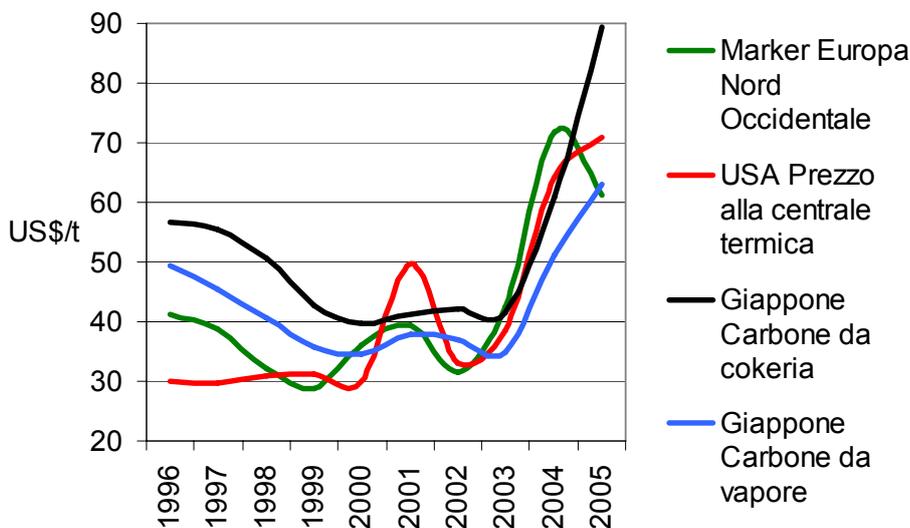
Figura 1.12 - Prezzi internazionali di gas naturale e GNL per area. Anni 1996-2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati di varia provenienza

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

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



Fonte: elaborazione ENEA su dati di varia provenienza

1.1.4 Stato e tendenze delle principali infrastrutture energetiche

1.1.4.1 Introduzione

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

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

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

1.1.4.2 La filiera del gas naturale liquefatto (GNL)

La situazione attuale

Nel 2005 gli scambi di Gas Naturale Liquefatto (GNL), a livello globale, ammontavano a 188,8 miliardi di m³ (137,8 milioni di tonnellate) pari al 26% del commercio mondiale di gas naturale (tabella 1.6). La crescita recente è stata rapida: da 9 siti di liquefazione nel 1990, quando il GNL copriva il 4% del volume degli scambi, si è passati, nel 2005, a 17 siti che forniscono 15 paesi.

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

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

Il principale paese produttore è l'Indonesia con più di 31 miliardi di m³ /anno (circa 17% del totale), seguito dalla Malaysia (15%) e da Algeria e Qatar (con circa il 14% ciascuno).

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

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

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

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

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

Nel Brunei gli impianti costruiti negli anni settanta sono stati rammodernati e resteranno in produzione fino al 2030, permettendo al paese di incrementare anno dopo anno la produzione di GNL. In Africa sono in costruzione nuovi impianti in Angola, Guinea equatoriale e Nigeria per rifornire i mercati europeo e nordamericano. L'espansione degli impianti esistenti in Nigeria permetterà una produzione di 22Mt/a. Sulla base dell'evoluzione prevista, il mercato del GNL passerà da una dimensione prevalentemente regionale (Asia-Pacifico) a una dimensione globale, con una pluralità di fornitori e opportunità di maggiore flessibilità nell'approvvigionamento per i consumatori. Tale flessibilità potrà avere ripercussioni sulle tipologie di contratti utilizzate dagli operatori, con una prevedibile crescita della quota di contratti spot (1% nel 1990 e 10% nel 2005) sul totale degli scambi. Ciò implica che circa 14Mt/a di GNL sono al momento disponibili sul mercato per aiutare i consumatori a soddisfare i propri bisogni di breve periodo. Nonostante la crescita di importanza dei contratti spot, i contratti a lungo termine continueranno a svolgere un ruolo fondamentale nel mercato del GNL. In primo luogo perché i progetti di investimento nel settore tipicamente utilizzano finanziamenti esterni che richiedono come garanzia contratti siglati con gli utilizzatori finali. In secondo luogo anche molti utilizzatori di GNL valutano positivamente i contratti a lungo termine perché garantiscono una certa sicurezza degli approvvigionamenti.

La filiera industriale del GNL

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

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

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

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

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

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

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

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

Tabella 1.6 - GNL: Volumi scambiati (miliardi m³). Anno 2005

Destinazione\Origine	USA	Trinidad & Tobago	Oman	Qatar	EAU	Algeria	Egitto	Libia	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia	Malaysia	Totale import.
Nord America														
USA	-	12.44	0.07	0.08	-	2.75	2.05	-	0.23	-	-	-	0.25	17,87
Centro e Sud America														
Rep.Dominicana	-	0.25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25
Porto Rico	-	0.67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,67
Europa														
Belgio	-	0.08	-	-	-	2.90	-	-	-	-	-	-	-	2,98
Francia	-	-	0.08	-	-	7.50	1.05	-	4.20	-	-	-	-	12,83
Grecia	-	-	-	-	-	0.46	-	-	-	-	-	-	-	0,46
Italia	-	-	-	-	-	2.50	-	-	-	-	-	-	-	2,50
Portogallo	-	-	-	-	-	-	-	-	1.58	-	-	-	-	1,58
Spagna	-	0.50	1.65	4.56	0.31	5.19	3.53	0.87	5.00	0.08	-	-	0.16	21,85
Turchia	-	-	-	-	-	3.85	-	-	1.03	-	-	-	-	4,88
Regno Unito	-	0.07	-	-	-	0.45	-	-	-	-	-	-	-	0,52
Asia Pacifico														
India	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Giappone	1.84	-	0.08	5.80	-	-	-	-	-	0.16	-	-	-	6,04
Corea del Sud	-	-	1.25	8.35	6.75	0.08	-	-	-	13.05	8.35	19.00	17.65	76,32
Taiwan	-	-	5.93	8.31	0.08	-	0.30	-	-	1.16	0.80	7.51	6.36	30,45
TOTALE ESPORTAZIONI	1.84	14.01	9.22	27.10	7.14	25.68	6.93	0.87	12.04	14.85	9.15	31.46	28.52	188,81

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2006

Evoluzione del settore e investimenti

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

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

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

Fonte AIE, World Energy Investment Outlook

Tabella 1.8 - GNL: Capacità infrastrutture 2000-2030 (miliardi di m³)

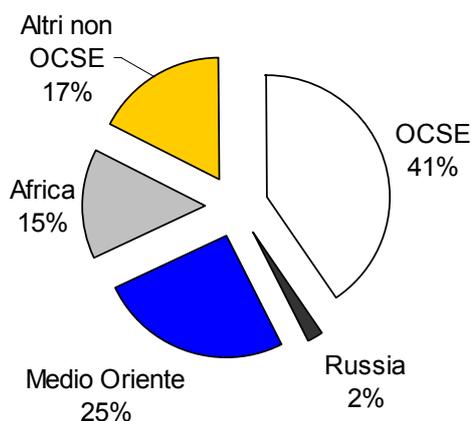
	2000	2010	2020	2030
- Liquefazione	163	441	678	997
- Rigassificazione	353	607	882	1252
- Flotta	141	365	566	838

Fonte: AIE, World Energy Investment Outlook

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

I paesi importatori avranno bisogno di un incremento della capacità di rigassificazione pari ad almeno 900 miliardi di m³/anno (660 milioni di tonnellate/ anno) partendo dai 388 miliardi di m³/anno del 2002 dei 40 terminali funzionanti (di cui 24 in Giappone). Secondo L'AIE l'incremento di capacità dovrebbe riguardare per l'80% il Nord America e l'Europa e per il resto prevalentemente la Corea, l'India e il Giappone. Inoltre, per motivi di sicurezza di approvvigionamento alcuni paesi completamente dipendenti dalle importazioni di GNL, quali ad esempio il Giappone, dovrebbero mantenere una quota rilevante di capacità produttiva inutilizzata; si prevede tuttavia un incremento del tasso di utilizzazione degli impianti (40% nel 2002) a livello globale.

Figura 1.14 - GNL: Investimenti* per area geografica (%). 2001-2030



* gli investimenti per il trasporto sono equamente divisi tra paesi esportatori e importatori
Fonte AIE, World Energy Investment Outlook

La flotta di trasporto del GNL (186 navi nel 2006, 15 delle quali non legate da contratti a lungo termine) dovrebbe raggiungere le 500 unità al 2030 per far fronte all'incremento degli scambi. Alla flotta attualmente circolante si aggiungeranno entro il 2009 altre 126 unità¹⁴. Le società che gestiscono gli impianti di liquefazione controllano il 60% della flotta esistente ma solo il 40% dei nuovi ordini, che saranno prevalentemente nella disponibilità delle compagnie internazionali e dei *trader*. Tale tendenza riflette una trasformazione del mercato del GNL verso contratti più liquidi e più a breve termine.

L'andamento dei costi

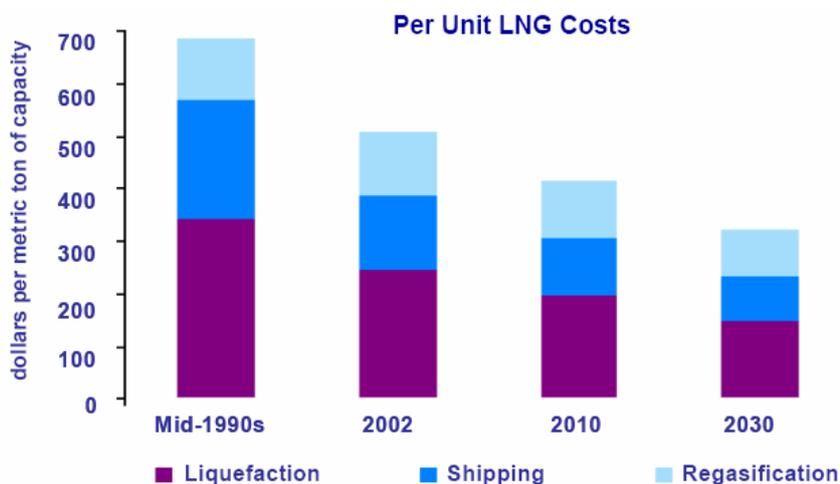
Nella catena del GNL la fase di liquefazione e quella di trasporto richiedono costi di capitale ingenti (figura 1.15). Gli sviluppi tecnologici, le economie di scala e miglioramenti nelle tecniche di refrigerazione e liquefazione, hanno contribuito a una drastica discesa dei costi rendendo appetibili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

I costi di costruzione delle navi adibite al trasporto GNL sono calati notevolmente nel corso degli anni novanta: sulla base dei dati riportati nel World Energy Investment Outlook della AIE si stima una riduzione superiore al 30% tra il 1990 e il 2002¹⁵.

Per i terminali di rigassificazione, è prevista una discesa dei costi di impianto: il costo di investimento per 1000 m³ all'anno di capacità passerà da 86 \$ nel 2002 a 77 dollari nel 2010 e a 65 dollari nel 2030, grazie essenzialmente a maggiori rendimenti di scala.

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

Figura 1.15 - GNL: Costi di investimento (\$ per tonnellata di capacità)



Fonte: AIE

Il vantaggio del GNL rispetto al tradizionale trasporto per condotta risiede nella possibilità di consegnare il gas su lunghe distanze direttamente presso i luoghi di consumo. Il costo del trasporto via pipeline e via mare cresce al crescere della distanza tra luogo di partenza e luogo

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

¹⁵ Elaborazioni ENEA su dati World Energy Investment Outlook (pag. 200).

di consegna¹⁶. Si valuta che la distanza critica oltre la quale risulta più conveniente il trasporto del GNL sia di circa 3000 km¹⁷.

Le tipologie di contratto e lo sviluppo del mercato

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

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

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

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

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

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

I principali attori del mercato marittimo del GNL sono gli armatori e i noleggiatori. Gli armatori (spesso riuniti in consorzio data l'onerosità dell'investimento) armano la nave, forniscono le attrezzature, l'equipaggio e tutto il necessario per il compimento del viaggio, e ne assumono l'esercizio per impiegarla al proprio servizio o per conto terzi. In quest'ultimo caso il contratto che trasferisce l'attività commerciale dall'armatore al noleggiatore è il contratto Time Charter (noleggio a lungo termine) in base al quale l'Armatore (noleggiante) fornisce al noleggiatore la nave armata, equipaggiata e dotata dei documenti necessari per la navigazione. In questo modo il noleggiatore si assume il rischio dell'uso della nave. Per rendere più sostenibili i costi i noleggiatori spesso si riuniscono in consorzio e privilegiano contratti di durata almeno ventennale. Molto frequentemente, partecipano ai consorzi di armatori e noleggiatori anche

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

¹⁷ Quotidiano Energia 23 ottobre 2006.

investitori non appartenenti al settore energetico¹⁸. La situazione attuale vede ancora la maggior parte della flotta esistente noleggiata con contratti Time-charter a lungo termine (20-25 anni), che sono di fatto basati su contratti di fornitura di GNL per un periodo di pari durata, ma risulta in crescita il numero delle navi appena costruite o in ordinazione non legate a contratti a lungo termine.

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

L'attuale peso dei contratti spot sul mercato del GNL è pari all'8% del totale, ma le spinte ad una maggiore flessibilità del mercato potrebbero incoraggiare una crescita ulteriore della quota dei contratti a breve termine. I contratti a lungo termine sono destinati a dominare ancora il mercato ma, soprattutto nel bacino Atlantico, la durata e l'onerosità dei contratti *take or pay* potrebbe diminuire¹⁹. L'impatto della liberalizzazione dei mercati in Nord America e in Europa ha aumentato l'avversione al rischio degli acquirenti di gas i quali, non detenendo più una quota di mercato garantita, sono meno propensi ad acquistare ingenti quantitativi di GNL per periodi piuttosto lunghi. Questa pressione che avviene dal lato della domanda, tende a spostare il rischio dei progetti sui produttori di gas e sulle imprese che si occupano del processo di liquefazione rendendo più oneroso l'indebitamento finanziario di questi soggetti.

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

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

1.1.4.3 Strozzature esistenti nel downstream petrolifero

La situazione attuale

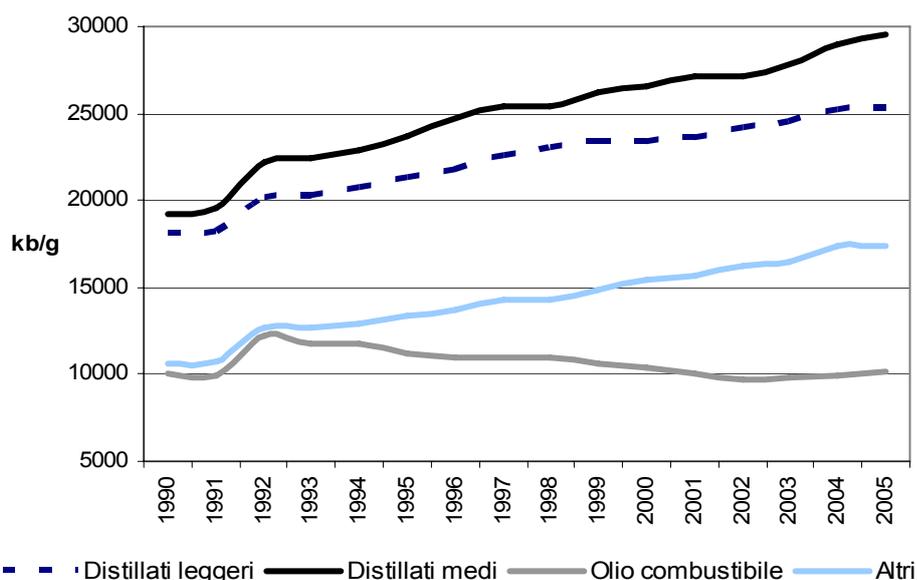
La domanda di prodotti petroliferi è cresciuta negli ultimi dieci anni ad un tasso annuo di poco inferiore al 2% (figura 1.16). La crescita è stata più sostenuta in Asia e negli Stati Uniti, mentre la domanda in Europa è apparsa meno dinamica.

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

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

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

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

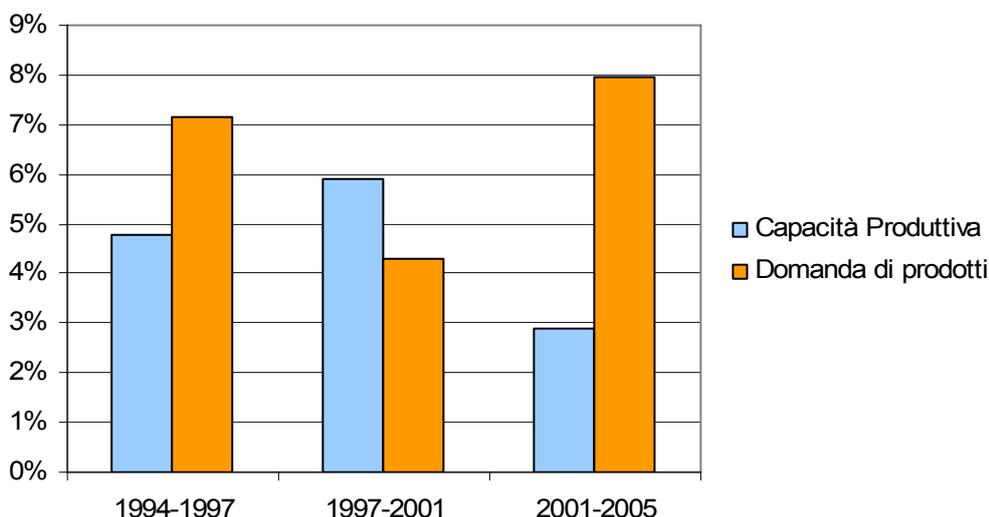


'Altri' include: gas di raffineria, LPG, solventi, coke di petrolio, lubrificanti, bitume, paraffina, altri prodotti di raffinazione, altri combustibili e perdite di raffinazione

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

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

Figura 1.17 - Incremento percentuale della domanda di prodotti petroliferi e della capacità produttiva nel mondo



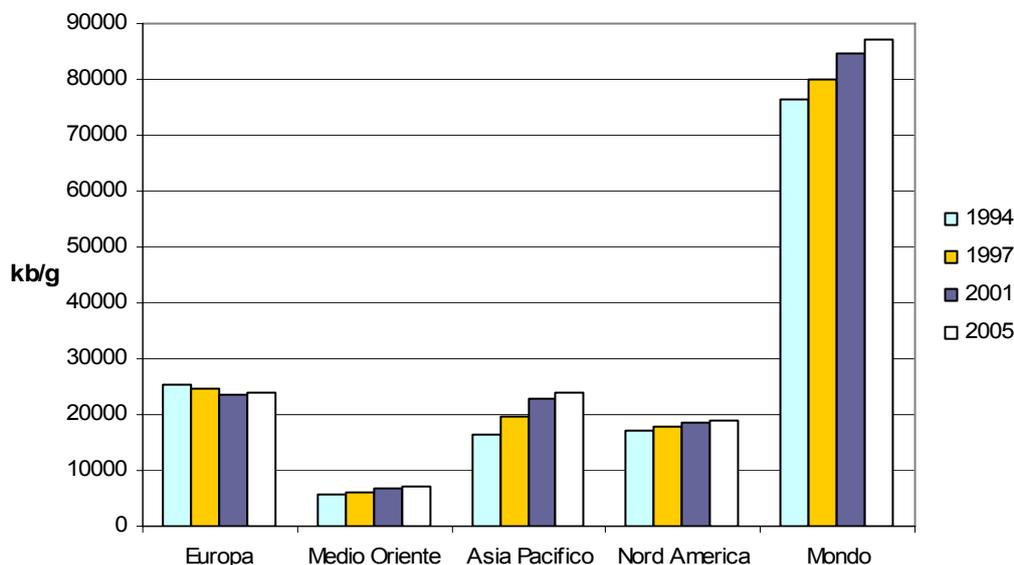
Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA, ENI e BP

Poiché negli ultimi dieci anni si è registrato un aumento dell'offerta di greggio pesante e ad alto contenuto di zolfo²⁰, mentre per contro in molti paesi le normative tendono a imporre prodotti a minore impatto ambientale, emerge la necessità di rinnovare gli impianti introducendo nuove tecnologie capaci di estrarre frazioni più elevate di distillati leggeri di qualità da greggi di

²⁰ Eni, World Oil and Gas Review -2006.

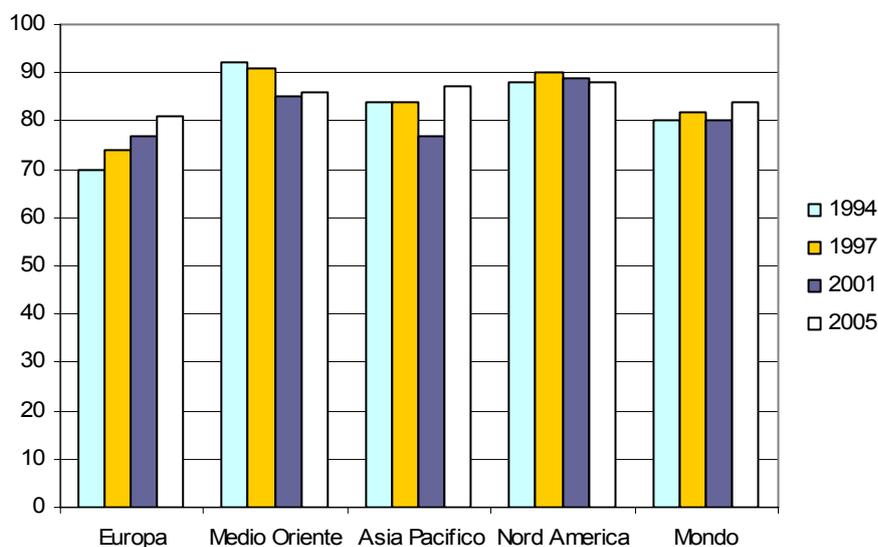
scarsa qualità²¹ e di riprocessare prodotti raffinati residui per ottenerne benzina e gasolio da autotrazione a sempre più ridotto impatto ambientale²².

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



Fonte: ENI - World Oil and Gas Review 2006

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



Fonte: ENI - World Oil and Gas Review 2006

La criticità della situazione attuale è amplificata dagli squilibri regionali nel mercato dei prodotti raffinati. Il commercio di prodotti della raffinazione che attualmente permette di bilanciare domanda e offerta potrebbe bloccarsi proprio a causa dell'incapacità di alcuni grossi centri di raffinazione di fornire prodotti della qualità richiesta. Attualmente infatti, l'eccesso di benzine prodotto dalle raffinerie europee trova sbocco nel mercato nordamericano. Contemporaneamente, per soddisfare la crescente domanda di gasolio per autotrazione, affluiscono sul mercato europeo distillati medi provenienti da centri di raffinazione

²¹ Si veda anche il par. 1.1.3.

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

mediorientali. Le normative ambientali circa il contenuto di zolfo dei combustibili, pongono difficoltà crescenti a quei raffinatori che utilizzano impianti obsoleti. Il problema riguarda essenzialmente l'export di benzine verso la Cina e l'export di gasolio per autotrazione verso l'Europa; le raffinerie europee sembrano invece in grado di fornire prodotti qualitativamente pregiati, ma, se variassero il mix di distillati prodotti in favore del gasolio, determinerebbero una carenza di benzina nel mercato nordamericano.

Evoluzione nel lungo periodo e investimenti

Le previsioni a lungo termine del World Energy Investment Outlook confermano le tendenze delineate nel paragrafo precedente e segnalano la necessità di investire 14 miliardi l'anno²³ per il settore della raffinazione. Tale cifra comprende l'accrescimento della capacità di raffinazione e della capacità di conversione, nonché processi di miglioramento qualitativo dei prodotti. L'accrescimento della capacità di raffinazione si concentrerà prevalentemente in Asia, Medio Oriente e Africa. Nei paesi OCSE si provvederà ad aumentare la capacità di conversione e si farà fronte al miglioramento della qualità dei prodotti. Nei paesi ex URSS si assisterà ad un ampliamento degli impianti esistenti che, tuttavia, sono caratterizzati da tecnologie obsolete e producono distillati di scarsa qualità, poco compatibili con le normative internazionali. La capacità di raffinazione dovrà crescere dell'1,3% l'anno fino a 121Mb/g per soddisfare la domanda di prodotti raffinati di 114Mb/g al 2030. Parallelamente, poiché il tasso di crescita di combustibili per il trasporto crescerà del doppio rispetto a quello dell'olio combustibile, sarà anche necessario adeguare la capacità di conversione all'evoluzione del mix di domanda finale. Inoltre l'immissione sul mercato di qualità di greggio sempre più pesanti rafforzerà l'esigenza di adeguare la capacità di conversione esistente.

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

Il modo meno costoso di incrementare la capacità di raffinazione è l'espansione degli impianti esistenti. Per quanto riguarda la costruzione ex-novo di impianti, il costo è stimato dalla AIE in 10000\$ per b/g di capacità nei paesi OCSE e in 8000\$ per b/g nei paesi non-OCSE. Grandi economie di scala possono far calare il costo a 5000\$ nei paesi non-OCSE²⁴.

Il costo del capitale necessario a incrementare la capacità di conversione delle frazioni residue pesanti del processo di distillazione varia notevolmente tra le varie raffinerie. Quando il grado di conversione è già elevato, esso può essere ulteriormente innalzato solamente adottando processi di conversione profonda molto costosi. Raffinerie con capacità di conversione limitata (tipicamente quelle operanti in Asia con *hydroskimming*) possono ottenere cospicui miglioramenti adottando processi relativamente meno sofisticati. Anche per la capacità di conversione si stima un costo di 10000\$ per b/g di capacità nei paesi OCSE e di 8000\$ nei paesi non-OCSE.

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

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

²⁴ Come avvenuto esempio per la raffineria indiana della Reliance petroleum dalla capacità di 580000b/g.

1.1.4.4 Congestioni delle reti elettriche nei mercati liberalizzati

Nei prossimi anni il settore elettrico assorbirà gran parte degli investimenti per le infrastrutture energetiche previsti a livello globale; nello scenario di riferimento del World Energy Outlook 2006 si stima che gli investimenti nel settore elettrico (11300 miliardi di US\$₂₀₀₅ tra il 2005 e il 2030) copriranno il 56% del totale degli investimenti previsti nell'intero settore energetico. Le reti di trasmissione e distribuzione, in particolare, assorbiranno 6100 miliardi di US\$₂₀₀₅ (più di due terzi dei quali saranno dedicati alle reti di distribuzione). Gli investimenti nelle reti di trasmissione saranno effettuati prevalentemente nei paesi in via di sviluppo (1200 miliardi) grazie anche all'impegno di nuovi soggetti privati che nel periodo 2001-2004 si sono affermati quali maggiori investitori nel mercato elettrico²⁵.

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

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

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

L'importanza del potenziamento della capacità di interconnessione transfrontaliera e dell'accesso alle reti elettriche per rafforzare il mercato europeo dell'energia elettrica è stato più volte sottolineato dalle istituzioni europee²⁶ e il Libro verde "Una strategia europea per una energia sostenibile, competitiva e sicura" considera lo sviluppo di un piano di interconnessione una delle priorità della politica energetica dell'UE. Lo sviluppo di una rete elettrica continentale fortemente interconnessa ha diverse giustificazioni:

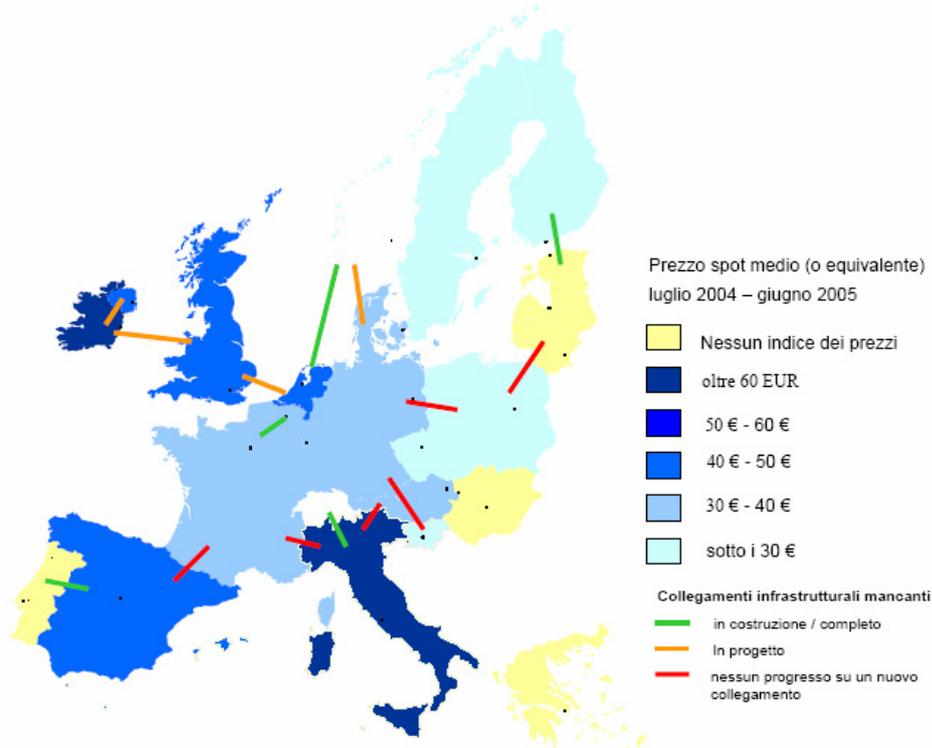
1. La limitata capacità di interconnessione è un fattore che contribuisce alla integrazione non ottimale dei mercati elettrici e alla competitività del settore. L'interconnessione tra diversi sistemi nazionali accresce la sicurezza dell'offerta, fornendo il *backup* di potenza necessario a fronteggiare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

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

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

determinare un incremento degli scambi e la necessità di potenziamento della capacità di trasmissione.

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



Fonte: COM(2005) 568 def.

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

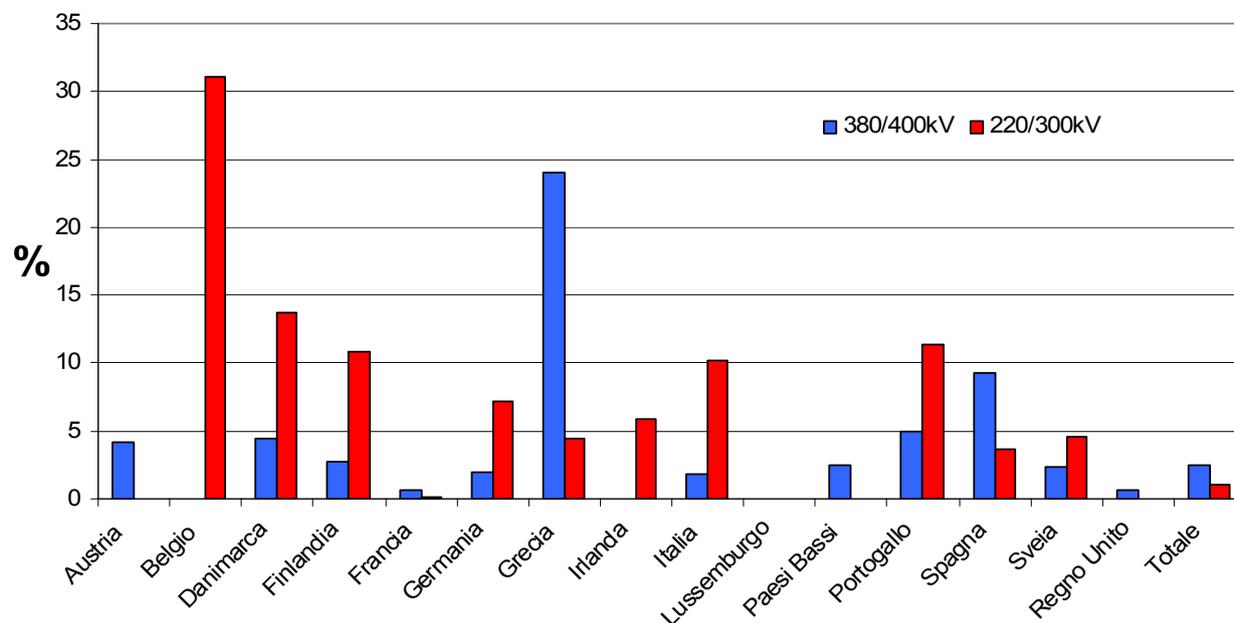
Tabella 1.10 - Livello di interconnessione delle reti elettriche in Europa

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

Fonte: Capgemini, Eurelectric, ETSO

La rete di interconnessione esistente attualmente appare altamente congestionata nei punti di interconnessione transfrontaliera e opera ai limiti delle sue potenzialità tecniche. Nel periodo 1997-2001 gli investimenti non sono stati sufficienti a garantire una crescita della capacità di trasmissione adeguata all'incremento della domanda e della capacità di generazione (figura 1.21).

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



Fonte: elaborazione ENEA su dati IFC Consulting

Come si è illustrato nel Box che segue, le soluzioni di accesso alle interconnessioni transfrontaliere basate su meccanismi di mercato vanno rapidamente diffondendosi nell'ambito del mercato europeo dell'energia elettrica; le attuali linee di interconnessione, tuttavia, appaiono insufficienti per il funzionamento di un mercato realmente integrato. In alcuni casi, le interconnessioni risultano insufficienti perché la capacità è impegnata dai flussi di energia ceduti attraverso contratti bilaterali di lungo termine. Per ovviare a questi inconvenienti i capi di Stato e di Governo dell'UE, riuniti a Barcellona nel marzo 2002, hanno stabilito l'obiettivo del

raggiungimento di un livello di interconnessione minimo pari al 10% della capacità produttiva di ciascun paese. Attualmente, come mostra la tabella 1.10 risulta particolarmente insoddisfacente il grado di interconnessione delle regioni periferiche (Penisola iberica, Grecia, Italia, Regno Unito e Irlanda).

I criteri di allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera

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

I criteri di allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera sono definiti secondo meccanismi di mercato in quasi tutti i paesi dell'Unione Europea. Si evidenzia quindi una sempre più stringente adesione dei gestori nazionali della rete elettrica ai criteri fissati dal regolamento 1228/2003 del Consiglio e del Parlamento Europeo²⁷.

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

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

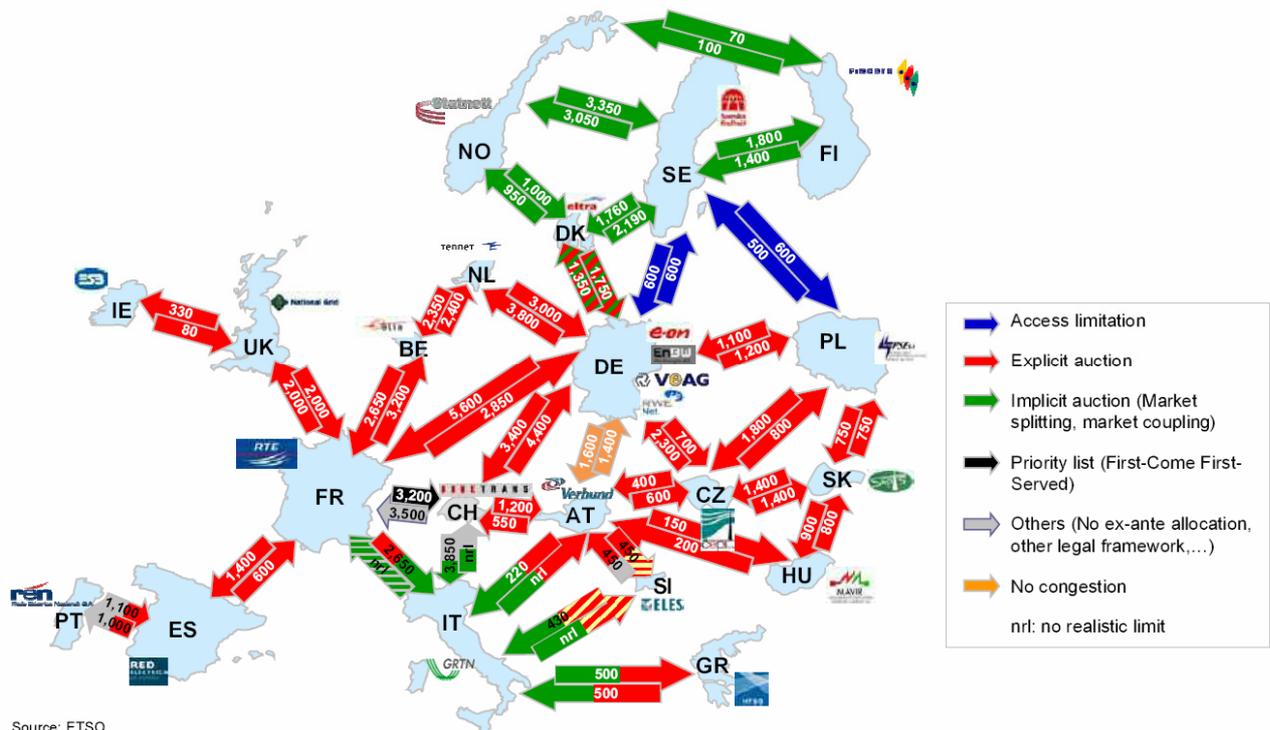
-2 Priority list (*first come, first served*): la prima prenotazione relativa ad una determinata fascia oraria ha la precedenza sulle prenotazioni giunte successivamente; quando la capacità di trasmissione è completamente impegnata, il gestore della rete non accetta più prenotazioni. Il sistema è adottato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

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

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

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

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



Fonte: Caggemini, ETSO

Il processo di liberalizzazione ha comportato l'istituzione di operatori indipendenti della rete di trasmissione. Queste società svolgono funzioni di cui in precedenza erano titolari le società elettriche verticalmente integrate. I piani di sviluppo della rete, in precedenza concordati all'interno delle società sulla base dei piani di sviluppo della capacità di generazione, devono attualmente essere preparati dagli operatori indipendenti sulla base di previsioni relative allo sviluppo della domanda, agli standard tecnici e qualitativi, e ai piani di sviluppo dei vari soggetti che operano nel settore della generazione. Di conseguenza, è emersa la possibilità che i piani di sviluppo delle fonti di generazione e il disegno ottimale della rete possono sempre più frequentemente presentare divergenze.

La coerenza tra i citati piani di sviluppo può essere garantita attraverso nuovi meccanismi di incentivazione degli investimenti. Tuttavia, secondo il parere degli operatori europei delle reti di trasmissione, la mancanza di un quadro regolamentare certo e stabile può rappresentare una barriera agli investimenti. Analogamente, l'utilizzo efficiente della capacità di interconnessione esistente e i sistemi di allocazione della stessa, possono influenzare l'andamento degli investimenti. Gli operatori delle reti di trasmissione segnalano le seguenti priorità per favorire una completa integrazione dei mercati nazionali²⁸:

1) Armonizzazione dei regolamenti del mercato elettrico

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

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

sviluppo del mercato che gli operatori delle reti devono effettuare per pianificare il piano di sviluppo.

2) Determinazione del mix di generazione e dislocazione degli impianti

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

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

3) Certezza sui tempi di rilascio delle autorizzazioni.

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

4) Programmazione coordinata

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

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

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

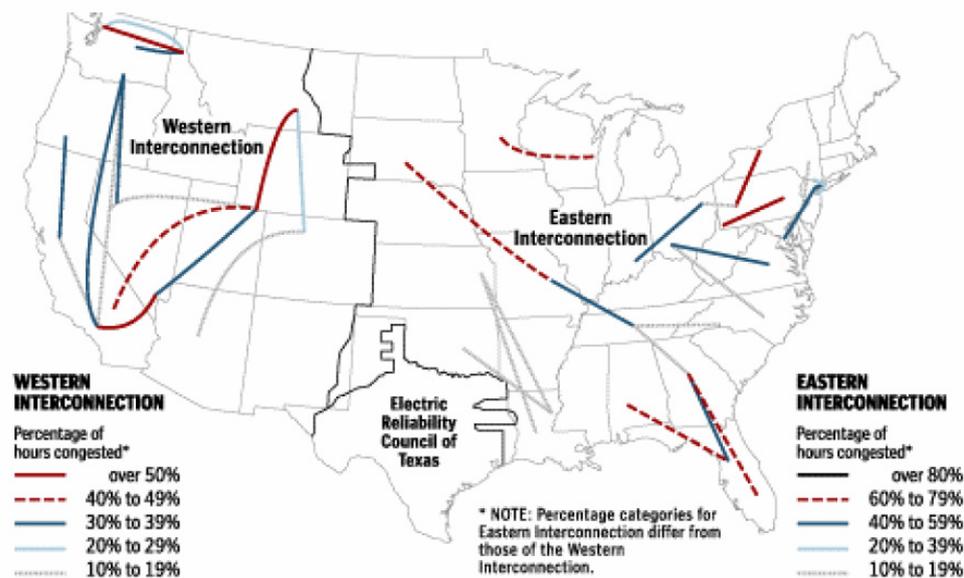
Il ruolo delle autorità di regolazione, inoltre, dovrebbe contribuire a costruire un contesto di stabilità a lungo termine attraverso ulteriori misure quali:

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

Anche negli Stati Uniti, a seguito delle interruzioni della fornitura di elettricità verificatesi nelle regioni del nord-est nell'agosto 2003, si è sviluppato un dibattito relativo allo stato di congestione delle linee di trasmissione. La figura 1.22, elaborata dal Department of Energy

degli Stati Uniti, individua le linee di interconnessione maggiormente soggette a congestione negli anni che hanno preceduto il blackout: appare evidente come le linee che collegano la California con gli stati confinanti e quelle che collegano le aree urbane della costa orientale con gli stati del Midwest, siano le tratte della rete di trasmissione maggiormente interessate dal fenomeno. Una rilevazione più recente, relativa all'anno 2004²⁹, evidenzia come le regioni maggiormente congestionate (in termini di numero di ore di fornitura soggette a congestione) siano lo stato di New York e la California, quest'ultima anche per quanto riguarda la trasmissione di elettricità dalla parte settentrionale a quella meridionale dello Stato.

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



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

Secondo stime CERA (Cambridge Energy Research Associates) il costo della congestione raggiunge la cifra di 4,6 miliardi di dollari l'anno; tale costo è imputabile alla impossibilità di coprire il fabbisogno energetico delle aree urbane costiere con la produzione degli impianti eolici e a carbone situati negli stati del Midwest i quali registrano un eccesso di capacità di generazione. La copertura del fabbisogno avviene quindi attraverso gli impianti a ciclo combinato, localizzati in prossimità delle aree di consumo, ma con costi di produzione più elevati rispetto agli impianti menzionati in precedenza.

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

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

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

²⁹ ICF Consulting, "Transmission grid frailty? Blackout potential not limited to the Northeast"

1.2 Uso delle fonti di energia e effetti sui cambiamenti climatici

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Fonte: World Meteorological Organization – Ghg Bulletin, novembre 2006

Oltre che per l'anidride carbonica (CO₂), anche per altri gas-serra come il metano (CH₄) ed il protossido di azoto (N₂O), le concentrazioni atmosferiche sono aumentate in modo significativo a partire dall'inizio della rivoluzione industriale; in particolare la CO₂ è passata da circa 280 a quasi 380 ppmv (parti per milione in volume), il CH₄ da 700 a circa 1783 ppbv (parti per miliardo in volume) e il N₂O da circa 270 a 319 ppbv³⁰ (tabella 1.11).

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

³⁰ World Meteorological Organization – Ghg Bulletin novembre 2006.

permangono lungamente nell'atmosfera (fino a migliaia di anni), influenzando il clima per i secoli futuri.

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

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

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

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

La superficie ricoperta da neve o ghiaccio alle medie latitudini dell'emisfero nord è diminuita di circa il 5% negli ultimi 40 anni. La maggiore diminuzione è avvenuta soprattutto nei mesi di novembre e dicembre. Nell'emisfero nord, la superficie coperta da permafrost³¹, si è ridotta del 7% negli ultimi 50 anni.

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

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

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

Infine, una variazione significativa è avvenuta in un fenomeno periodico e ricorrente della circolazione accoppiata atmosfera-oceano della intertropicale: il fenomeno di ENSO (El Niño Southern Oscillation), detto più brevemente "El Niño". Quest'ultimo fenomeno può essere

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

descritto come un'anomalia climatica che, provocando il riscaldamento delle acque di superficie dell'Oceano Pacifico tropicale al largo del Sud America, ne influenza l'evaporazione e quindi condiziona le precipitazioni dell'intero Oceano, portando siccità e inondazioni. Il comportamento di El Niño è stato particolarmente insolito a partire dal 1970. Si è osservato, infatti, che sia la frequenza che la intensità di " El Niño " sono aumentate fino al 1998, quando questo fenomeno ha prodotto effetti particolarmente catastrofici, ma non successivamente al 1998, mentre i fenomeni opposti di "La Nina" hanno subito, senza soluzione di continuità, una diminuzione progressiva (in frequenza ed intensità).

Il rischio connesso ai cambiamenti climatici

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

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

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

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

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

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

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

Gli scenari futuri di cambiamento climatico, elaborati finora, considerano solo processi lineari di causa (aumento delle concentrazioni atmosferiche di anidride carbonica) e di effetti (aumento della temperatura). Le attuali proiezioni (lineari) dei futuri cambiamenti del clima tengono conto di vari feedback, ma non delle doppie reazioni concatenate tra temperatura, anidride carbonica e viceversa. Il

rischio che si possa generare una reazione a catena tra anidride carbonica ed atmosferica e temperatura che conduca a conseguenze imprevedibili in termini di rapide variazioni climatiche è tanto più alto quanto maggiori sono i tassi di incremento della anidride carbonica atmosferica o della temperatura.

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

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

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

1) La strategia di mitigazione

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

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

Gli interventi generali e prioritari della prima fase della strategia di mitigazione sono tutti contenuti nel Protocollo di Kyoto, che definisce quali sono i gas serra da ridurre, quanto dovrà essere complessivamente ridotto (il 5,2% delle emissioni di tutti i Paesi industrializzati rispetto al 1990), quanto ciascun Paese industrializzato dovrà ridurre (per esempio l'Unione Europea dovrà ridurre del 8% e l'Italia del 6,5%), con quali modalità dovrà avvenire tale riduzione, ecc. La seconda fase della strategia di mitigazione, che comincerà il 2012 (post-Kyoto) deve ancora essere messa a punto, e vedrà il coinvolgimento congiunto dei Paesi industrializzati e di quelli in via di sviluppo verso obiettivi che dovranno progressivamente arrivare all'obiettivo generale di riequilibrio fra emissioni globali ed assorbimenti globali di anidride carbonica, una riduzione che dovrà aggirarsi attorno al 60% delle emissioni attuali.

2) La strategia di adattamento

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

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

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

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

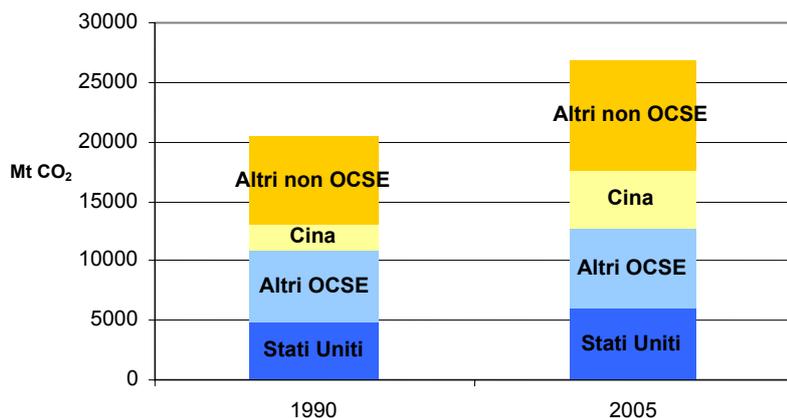
- conoscere, prima di tutto, il grado di vulnerabilità (o di resilienza) dell'ambiente e del territorio quale esso è, indipendentemente dai cambiamenti climatici;
- valutare, successivamente, come tale vulnerabilità evolve o viene modificata in relazione ai prevedibili scenari futuri di cambiamento del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

1.2.3 Andamento delle emissioni per area geopolitica e per usi finali

Come accennato nel precedente paragrafo, le emissioni di CO₂ in atmosfera derivanti dall'utilizzo di combustibili fossili sono aumentate di più di 6 miliardi di tonnellate negli ultimi 15 anni (+31,4%) raggiungendo i 26,8 miliardi di tonnellate nel 2005. Nello stesso periodo la Cina ha più che raddoppiato la quantità di CO₂ emessa in atmosfera e più di due terzi dell'incremento complessivo delle emissioni è avvenuto nei paesi meno industrializzati.

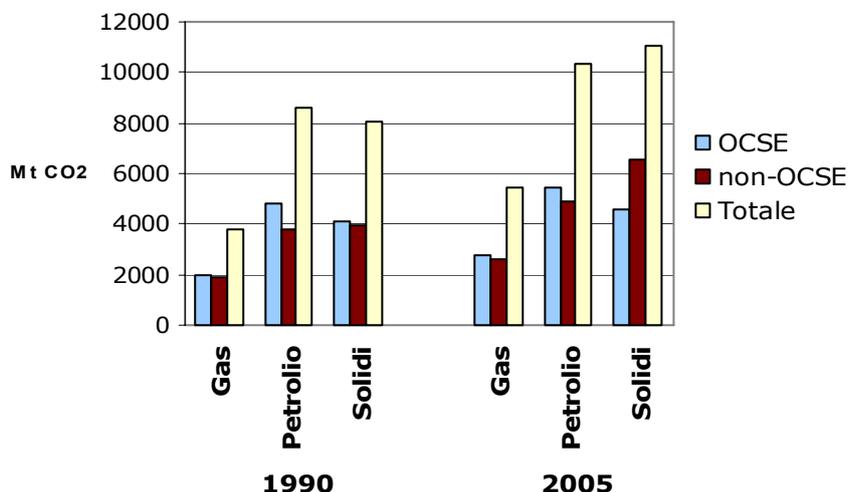
Nel 1990 le emissioni provenienti dai paesi OCSE ammontavano al 53% del totale e gli Stati Uniti da soli erano responsabili di poco meno di un quarto delle emissioni totali. Attualmente i paesi OCSE sono responsabili del 47,6% delle emissioni che avvengono a livello globale (gli Stati Uniti hanno una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

Figura 1.23 - Emissioni di CO₂ per area (Mt CO₂)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Figura 1.24 - Emissioni di CO₂ per fonte e per area (Mt CO₂)



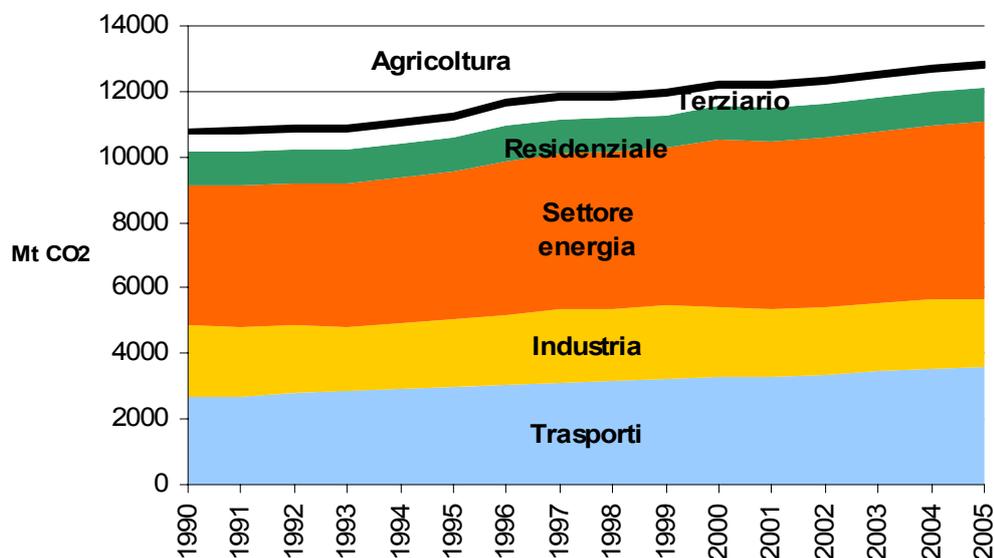
Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

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

L'andamento per settori mostra come nei paesi OCSE, la quota di emissioni provenienti dal settore trasporti sia particolarmente elevata e caratterizzata da una notevole dinamicità. Considerazioni simili valgono per il settore energetico; gli altri settori mostrano un andamento

delle emissioni pressoché stazionario durante l'arco temporale preso in considerazione (figura 1.25).

Figura 1.25 - Emissioni di CO₂ per settore (Mt CO₂) – paesi OCSE

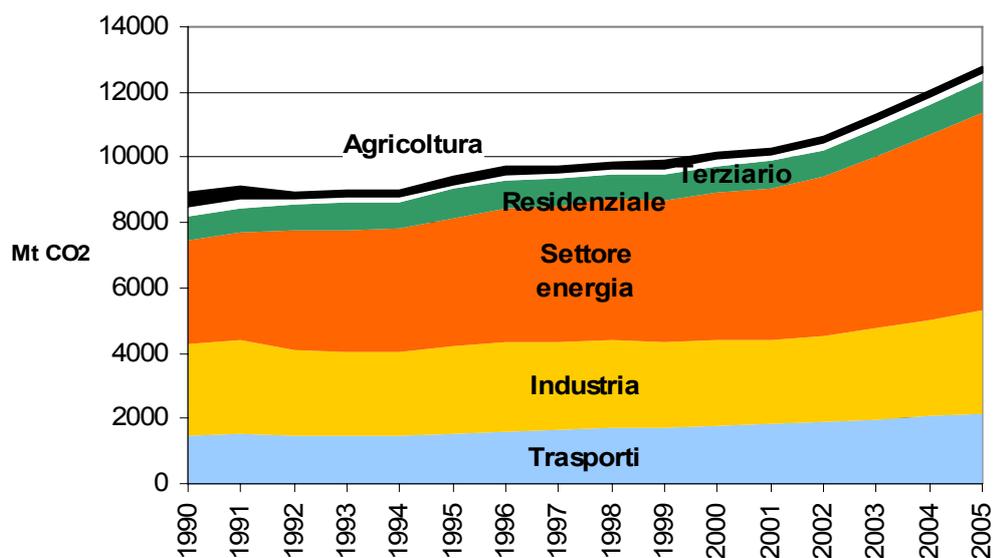


Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

Nei paesi non-OCSE si registra una sostanziale stabilità delle emissioni prodotte dall'agricoltura e dal settore civile. Il settore trasporti mostra una moderata tendenza alla crescita delle emissioni ma l'ammontare complessivo di CO₂ prodotta è meno rilevante di quello che il settore produce nei paesi OCSE (figura 1.26).

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

Figura 1.26 - Emissioni di CO₂ per settore (Mt CO₂) – paesi non-OCSE



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA S.A.

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

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

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

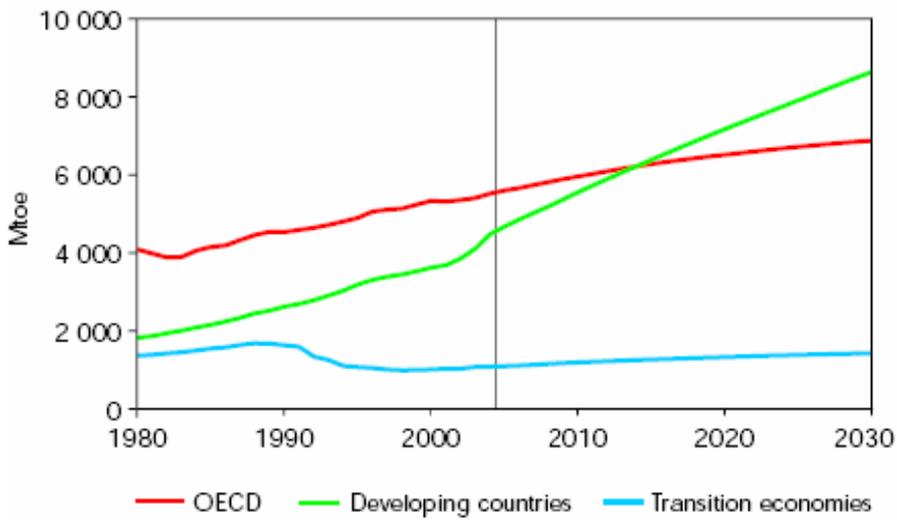
Lo scenario di riferimento

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

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

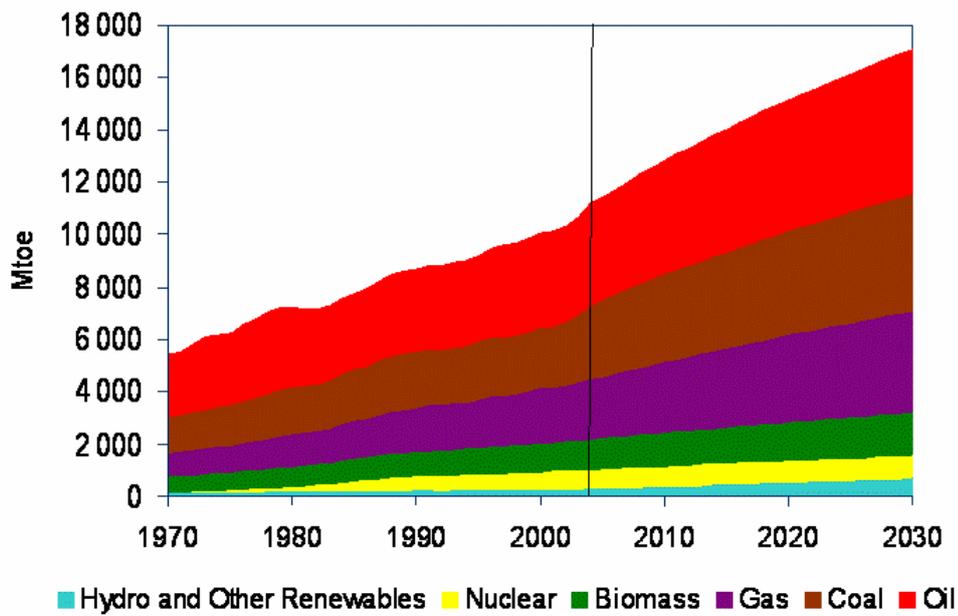
Sebbene il petrolio rimanga la fonte più utilizzata a livello globale, lo scenario prospetta un riequilibrio delle quote di consumo a favore del gas naturale (che mostra il tasso di crescita più elevato tra le fonti fossili) e dei combustibili solidi, il cui mercato incremento in termini assoluti pone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

Figura 1.27 – Consumi di energia primaria per area



Fonte: AIE - WEO 2006

Figura 1.28 – Consumi di energia primaria per fonte



Fonte: AIE - WEO 2006

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

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

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

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

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

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

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

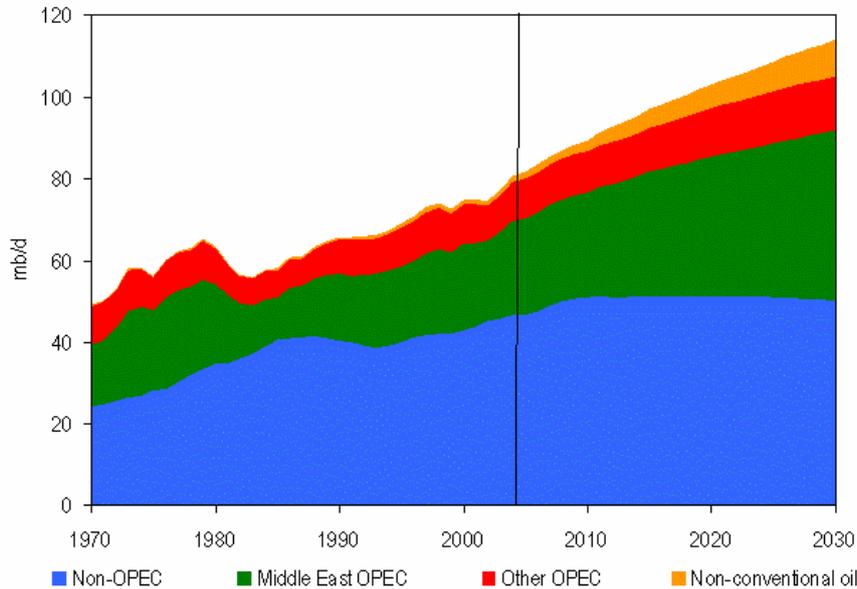
Ne consegue un aggravamento della dipendenza energetica dei paesi OCSE e dell'Asia amplificata dalla concentrazione della produzione di gas e petrolio in un gruppo ristretto di paesi.

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

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

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

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

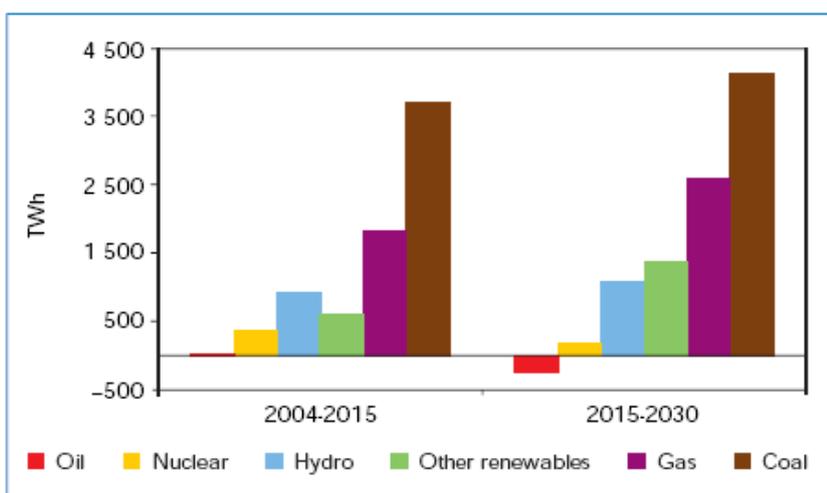


Fonte: AIE - WEO 2006

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

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

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

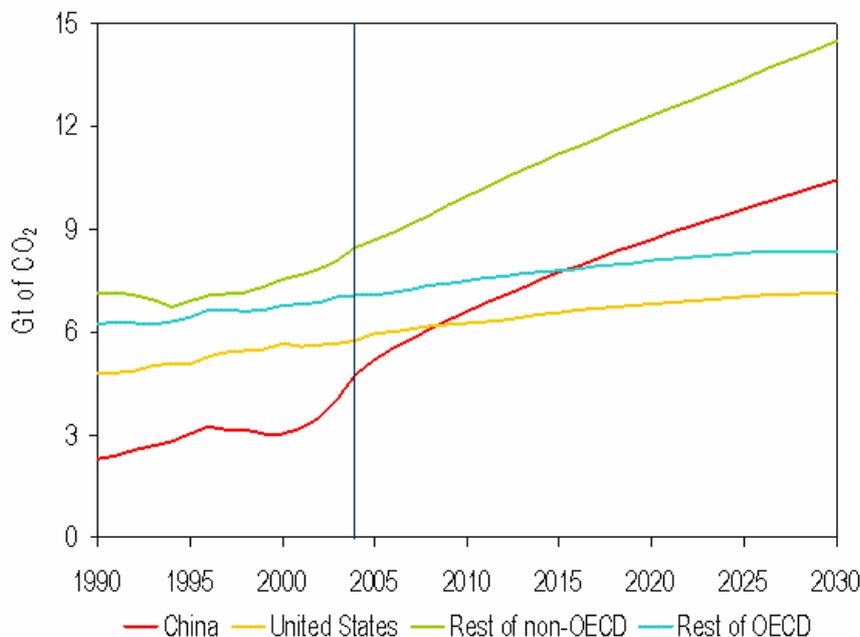


Fonte: AIE - WEO 2006

L'incremento dei consumi di combustibili solidi assume una particolare rilevanza in ambito ambientale (figura 1.31): tra il 2004 e il 2030 si prevede un incremento delle emissioni di CO₂ in atmosfera del 55%, pari a 14,3 miliardi di tonnellate. Metà di tale incremento proviene dal settore termoelettrico (figura 1.30) e in particolare dalle nuove centrali elettriche a carbone costruite in Cina e India.

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

Figura 1.31 – Emissioni di CO₂ da utilizzo di combustibili fossili (GtCO₂)

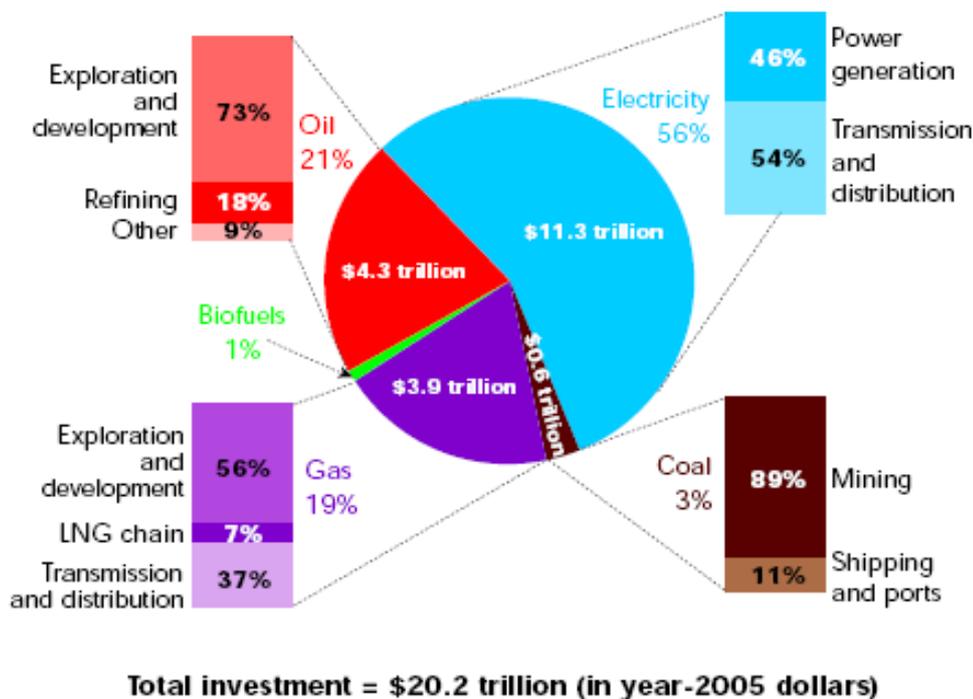


Fonte: AIE – WEO 2006

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

Gli investimenti necessari al soddisfacimento del livello di domanda energetica previsto nello scenario di riferimento ammontano a 20 mila miliardi di dollari (a prezzi costanti) in tutto il periodo 2004-2030 (figura 1.32). Rispetto a proiezioni precedenti tale cifra è più elevata di circa 3mila miliardi a causa di costi unitari generalmente più elevati. Il 56% degli investimenti previsti (11.300 miliardi di dollari) coinvolge il settore elettrico, mentre il settore del petrolio e quello del gas dovrebbero attirare ciascuno il 20% circa del totale; biocarburanti (1%) e carbone (3%) sono gli altri importanti settori di investimento. Più della metà degli investimenti sono necessari allo sviluppo del settore energetico dei paesi emergenti e la sola Cina assorbirà 3700 miliardi dollari, pari al 18% del totale.

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



Fonte: AIE - WEO 2006

Nel settore *upstream* di gas e petrolio si è assistito ad un raddoppio degli investimenti tra il 2000 e il 2005; gran parte dell'incremento è stato provocato dalla crescita dei costi unitari di investimento; per questo motivo nell'Outlook si ritiene che gli investimenti per l'*upstream* pianificati dalle compagnie petrolifere fino al 2010 contribuiranno ad un lieve incremento della capacità produttiva. Dopo tale data, si ipotizza che la carenza di materiali, attrezzature, macchinari e personale specializzato si attenui e con essa la pressione sui costi, permettendo una crescita più rapida della capacità di esplorazione e di estrazione.

Lo scenario alternativo

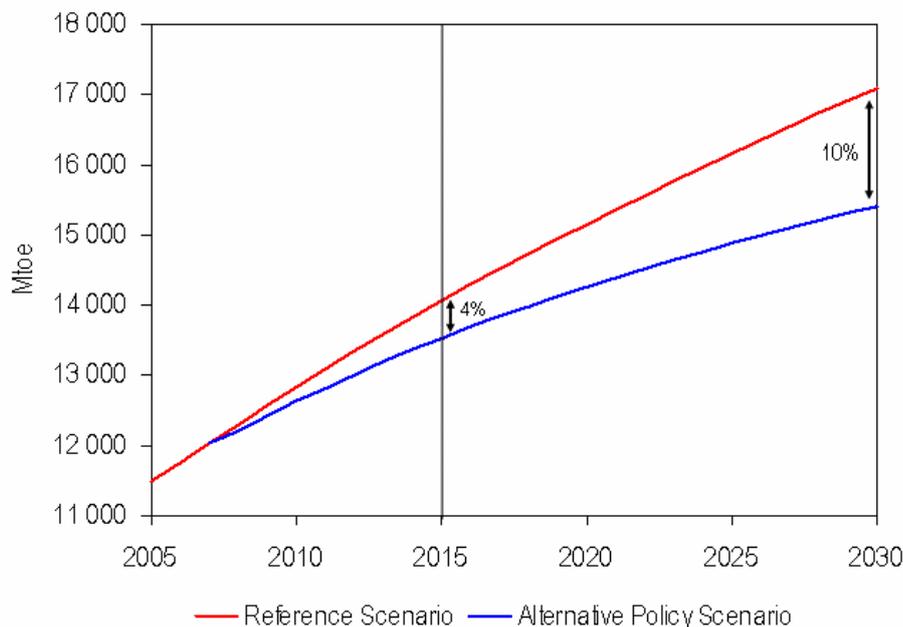
Mantenendo le ipotesi relative alla dinamica demografica, economica e all'andamento dei prezzi delle fonti energetiche che sono stati utilizzati per lo scenario di riferimento, l'Agenzia ha elaborato anche uno scenario Alternativo (figura 1.33).

Lo scenario alternativo analizza l'evoluzione del mercato energetico a livello globale in relazione all'impatto di un insieme di politiche, attualmente all'esame di molti governi, finalizzate all'aumento della sicurezza energetica e alla riduzione delle emissioni. Con l'attuazione di queste politiche la domanda di energia, le importazioni e le emissioni di CO₂ registrerebbero una crescita significativamente più lenta, ma il ritardo di soli 10 anni nell'attuazione di tali politiche, ridurrebbe di tre quarti l'impatto sulle emissioni.

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

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

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



Fonte: AIE - WEO 2006

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

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

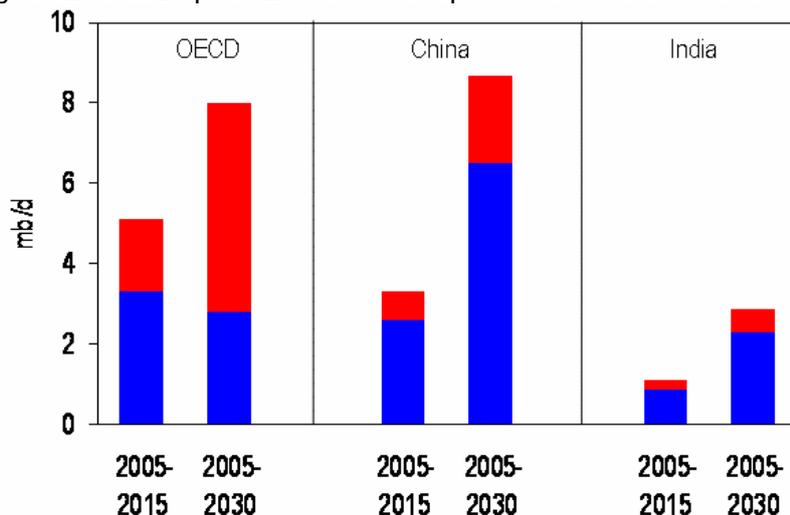
Nello scenario alternativo la domanda di petrolio al 2030 raggiunge i 103 mb/g, con un incremento di circa 20 mb/g rispetto al 2005 ma con una riduzione di 13Mb/g rispetto alle proiezioni dello scenario di riferimento: tale riduzione appare piuttosto rilevante ed equivale alla produzione attuale di Arabia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

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

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

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

Figura 1.34 - Importazioni nette di petrolio nello Scenario Alternativo



■ Alternative Policy Scenario ■ Savings compared with Reference Scenario

Fonte: AIE - WEO 2006

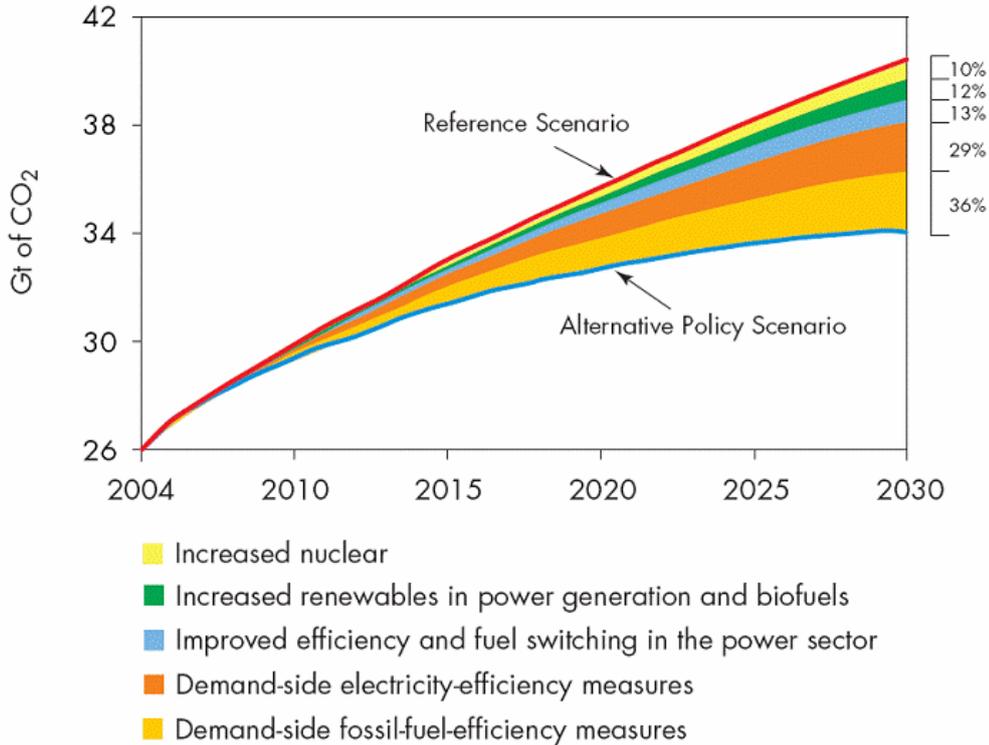
La domanda di gas nello scenario Alternativo cresce del 1,5% all'anno, mezzo punto percentuale in meno rispetto allo scenario di Riferimento e, al 2030, i consumi (2877 Mtep) sono inferiori a quelli dello Scenario di riferimento di circa il 13%. Le azioni di contenimento della domanda di elettricità e l'utilizzo di una quota maggiore di generazione elettrica da fonti rinnovabili rendono possibile tale risultato. Nello scenario alternativo le importazioni di gas sono notevolmente inferiori a quelle dello scenario tendenziale in tutti i principali mercati: al 2030 si stima un livello di scambi internazionali pari a 749 miliardi di m³ (18% della produzione) a fronte di 936 miliardi di m³ (20%) previsti dallo scenario di riferimento. Solamente in Cina, a seguito di un'azione di contenimento dell'utilizzo di carbone nella generazione termoelettrica, si verificherebbe un incremento della domanda di gas rispetto allo scenario di riferimento e un conseguente incremento delle importazioni.

Lo scenario alternativo presenta un livello di emissioni inferiore a quello previsto dallo scenario di riferimento al 2030 di circa il 16% pari a 6,3 Gt CO₂ - una quantità equivalente all'attuale livello di emissioni in Canada e negli Stati Uniti (figura 1.35).

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

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

Figura 1.35 -Emissioni di CO₂: confronto tra Scenario Alternativo e Scenario di Riferimento



Fonte: AIE - WEO 2006

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

La messa in opera di una decina di politiche sarebbe sufficiente per ottenere circa il 40% della riduzione delle emissioni (tabella 1.12); tali misure portano anche a maggiori riduzioni delle importazioni di petrolio per un ammontare di 2,25 Mb/g (di cui 1,52 Mb/g derivanti dall'incremento degli standard di efficienza CAFE - Corporate Average Fuel Economy - negli Stati Uniti). Da un primo esame risulta evidente come le politiche maggiormente significative risultano essere quelle che producono una riduzione dell'impiego delle fonti fossili: incremento nell'utilizzo di fonti rinnovabili e nucleare, miglioramenti di efficienza nel settore elettrico, nel settore civile e nei trasporti.

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

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

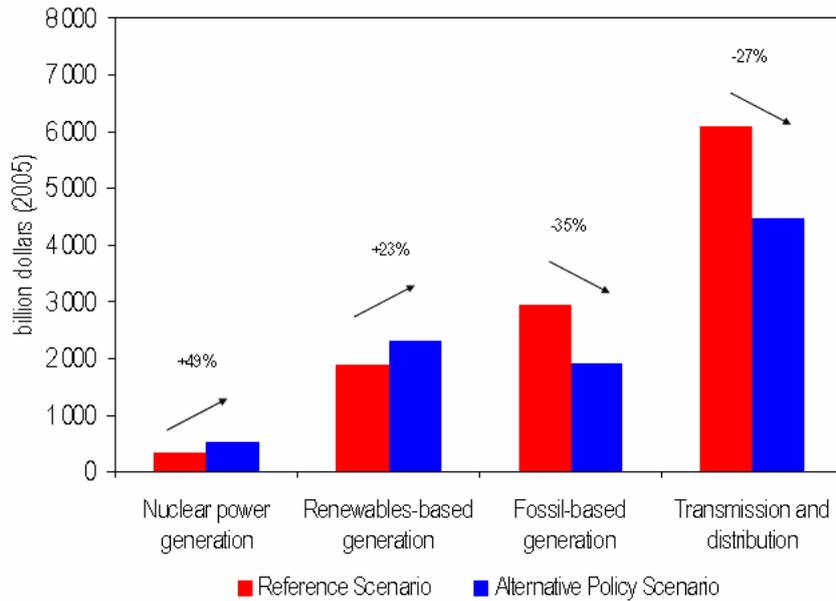
Paese/Regione	Efficienza energetica		Generazione elettrica			
		Emissioni evitate (MtCO ₂)	Percentuale sul totale delle emissioni evitate		Emissioni evitate (MtCO ₂)	Percentuale sul totale delle emissioni evitate
Stati Uniti	<ul style="list-style-type: none"> Standards CAFE più stringenti Miglioramenti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

Fonte: Elaborazioni su dati AIE WEO 2006

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

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

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

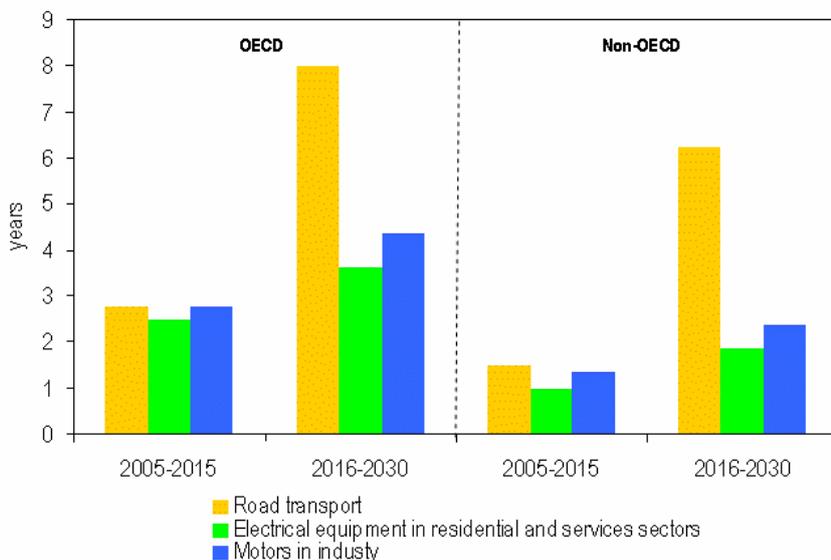


Fonte: AIE – WEO 2006

I costi più elevati sostenuti dai consumatori per l'acquisto di prodotti a maggiore efficienza energetica (circa 2400 miliardi in più rispetto allo scenario di riferimento) sono più che compensati dai risparmi sul costo dei combustibili e dai minori investimenti dei produttori di energia (circa 3000 miliardi in meno rispetto allo scenario di riferimento). In particolare si valuta che per ogni dollaro investito in apparecchiature elettriche più efficienti, si risparmiano 2,2 dollari di investimento in impianti di produzione, reti elettriche ecc. Inoltre, per ogni dollaro investito nell'acquisto di autoveicoli più efficienti, è possibile risparmiare 2,4 dollari in importazioni di petrolio.

Per gli investimenti supplementari che interessano il contenimento della domanda lo scenario mostra tempi di ritorno piuttosto brevi (da uno a otto anni) in particolare modo nei paesi non-OCSE e per gli interventi effettuati prima del 2015 (figura 1.37). Gli aspetti redistributivi delle politiche dello scenario alternativo devono tuttavia essere presi ben in considerazione dai decisori politici per agevolare le scelte razionali dei consumatori finali di energia sui quali, in ultima analisi, grava l'onere delle azioni di riduzione.

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



Fonte: AIE – WEO 2006

Nucleare

L'energia nucleare potrebbe svolgere un ruolo importante per ridurre la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e per limitare le emissioni di CO₂.

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

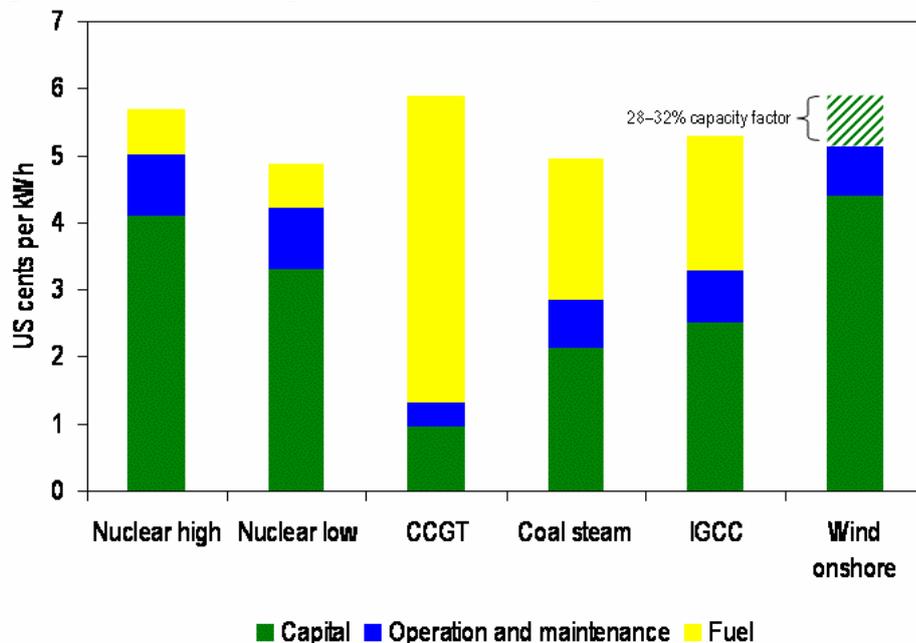
L'interesse per la generazione nucleare deriverebbe principalmente dall'incremento dei prezzi delle fonti fossili (figura 1.38). Con una gestione ottimale dei rischi connessi al funzionamento delle centrali, il costo di produzione dell'energia elettrica da fonte nucleare raggiungerebbe i 5 centesimi a kWh. Se i prezzi del gas si mantenessero al di sopra di 4,7\$ /MBtu e quelli del carbone al di sotto dei 70 \$/t, l'energia elettrica da nucleare sarebbe più conveniente di quella prodotta con il gas ma meno conveniente di quella prodotta con centrali convenzionali a carbone. La convenienza del ricorso alla generazione nucleare crescerebbe se venissero introdotte sanzioni economiche sulle emissioni di CO₂.

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

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

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

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



Fonte: AIE – WEO 2006

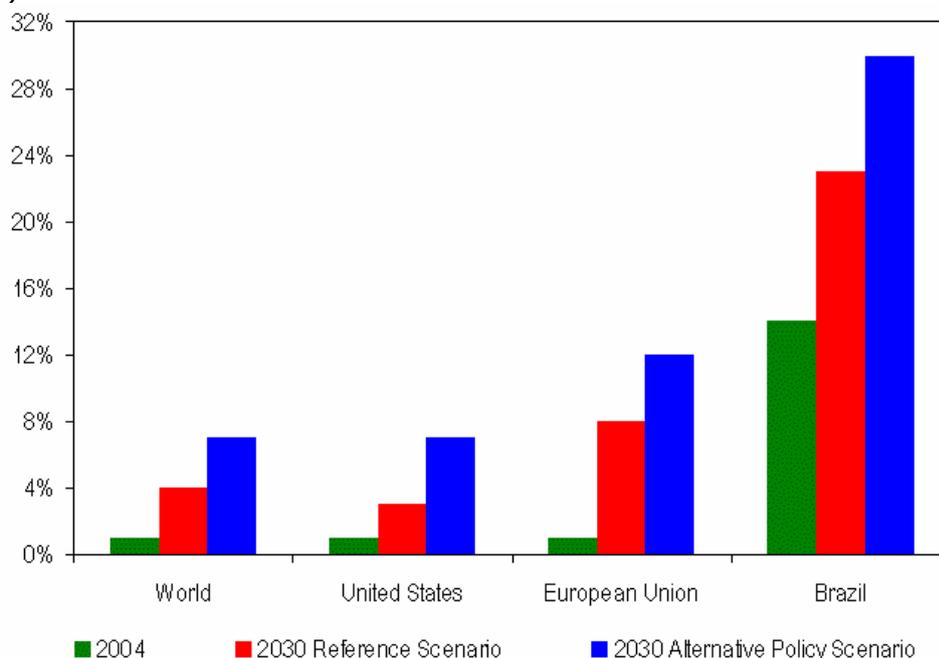
Biocarburanti

Il contributo dei biocarburanti nella copertura del fabbisogno energetico del settore trasporti è particolarmente rilevante soprattutto nello scenario alternativo. La percentuale di biocarburanti sul totale combustibili utilizzati nel trasporto su gomma sale dall'1% del 2005 al 7% nel 2030

secondo lo scenario alternativo e al 4% secondo lo scenario di riferimento (figura 1.39). In entrambi gli scenari Stati Uniti, Unione Europea e Brasile emergono come i principali produttori e consumatori di biocarburanti. Nei due scenari si prevede, inoltre, una discesa dei costi di produzione particolarmente rapida nella filiera del bioetanolo; per quest'ultimo si prevede un aumento dei consumi maggiore di quello del biodiesel.

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

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



Fonte: AIE – WEO 2006

Le biomasse nei paesi in via di sviluppo

Nonostante l'ingente crescita degli investimenti nel settore energetico nel prossimo quarto di secolo, si prevede che il numero di persone costrette ad utilizzare biomasse per usi domestici (legna, carbonella, rifiuti vegetali e concime animale) cresca da 2,5 a 2,7 miliardi nel 2030. L'utilizzo della biomassa, in molti contesti positivo in termini di diversificazione delle fonti e di impatto sulle emissioni di gas-serra, può in altre situazioni determinare un uso distorto dei suoli, fenomeni di deforestazione e soprattutto, danni alla salute. L'utilizzo della biomassa in ambienti chiusi determina conseguenze sulla salute (1,3 milioni di morti all'anno) paragonabili alla diffusione della malaria o della tubercolosi. In molti paesi tale forma di utilizzo dell'energia costituisce il 90% dei consumi per uso domestico e, al 2030, circa un terzo della popolazione mondiale continuerà a consumare tali forme di energia. Secondo le valutazioni dell'Agenzia Internazionale per l'Energia si potrebbe dimezzare il numero delle persone che utilizzano biomasse per usi domestici secondo modalità tradizionali, agevolando il passaggio a gas di petrolio liquefatti e altri combustibili commerciali. Tale evoluzione dei consumi inciderebbe in maniera poco rilevante sul mercato dei prodotti petroliferi e richiederebbe uno sforzo finanziario stimato in 1,5 miliardi di dollari ogni anno.

1.4 Principali strumenti di policy a livello internazionale

1.4.1 La strategia dei paesi sottoscrittori del Protocollo di Kyoto

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

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

- Per quanto riguarda gli altri paesi del cosiddetto Annex I group (paesi industrializzati) che hanno ratificato il Protocollo, il Giappone può ancora essere annoverato tra i sostenitori del Protocollo stesso, anche se difficilmente riuscirà a rispettare gli obiettivi di riduzione delle emissioni assunti (-6% rispetto all'anno di riferimento). A marzo 2006 (ultimo dato disponibile) le emissioni del Giappone erano del 14,1%, sopra l'obiettivo fissato dal Protocollo di Kyoto (PK), il che ne fa, fra i paesi che hanno assunto obblighi di riduzione, quello meno virtuoso come incremento in valore assoluto delle emissioni. Gli analisti addebitano questa situazione all'assenza di incentivi o di vincoli stringenti per le industrie, ed all'uso quasi esclusivo di accordi volontari di riduzione. Recentemente il governo Giapponese ha preso in considerazione la possibilità di obbligare le imprese di generazione elettrica a triplicare, rispetto ai livelli attuali di 5.5 TWh, la produzione elettrica da rinnovabili entro il 2014, il che potrebbe portare la quota delle rinnovabili in Giappone intorno all'1,2-1,5%.
- Il Canada si trova in una situazione più ambigua. Il paese nordamericano dopo lunghe esitazioni ha ratificato il Protocollo nel 2002 assumendo un obbligo di riduzione pari al 6% rispetto al 1990. Tuttavia le sue emissioni attuali sono già del 35% più elevate rispetto all'anno base. La ragione di questa crescita è principalmente dovuta all'esplosione delle emissioni del settore energetico, soprattutto l'estrazione di petrolio e gas, ma in misura crescente anche l'estrazione di petrolio dalle sabbie bituminose della Provincia di Alberta (attualmente considerate le più ingenti riserve di petrolio, per quanto non convenzionale, al di fuori dell'Arabia Saudita). L'attuale governo conservatore del Canada non ha (ancora) deciso di abbandonare il PK ma ha già reso noto in più occasioni che il paese non può rispettare gli obiettivi assunti. Nell'ottobre 2006 il governo ha proposto una serie di misure legislative sulla qualità dell'aria che di fatto ignorano il PK ed ha promesso obiettivi di riduzione delle emissioni per il periodo 2020-25.
- La ratifica del PK da parte della Russia ha permesso l'entrata in vigore del Protocollo stesso nel febbraio 2005. In quest'ambito la Russia si è impegnata a non superare il livello di emissioni del 1990. Come noto, la recessione e ristrutturazione economica successivi al 1990 hanno causato in una prima fase una riduzione secca delle emissioni, già evidente nel 1997, e contribuito a creare per la Russia un "bonus" di "hot air" o emissioni evitate del tutto virtuali ma scambiabili con grande beneficio potenziale alla scadenza del 2010-12. Al momento la Russia registra una riduzione del 32% rispetto ai valori del 1990, tuttavia la ripresa economica e soprattutto la ripresa delle attività di estrazione di idrocarburi sta riducendo progressivamente questo "cuscinetto di aria calda". Anche nel caso della Russia, l'andamento delle emissioni è strettamente legato a quello dell'industria degli idrocarburi. Quanto alla possibilità di utilizzare i *Joint Implementation Mechanisms* previsti dal Protocollo di Kyoto, e dunque di vendere i crediti corrispondenti a ulteriori riduzioni delle emissioni, la Russia e paesi come l'Ucraina possiedono un potenziale enorme in termini di progetti per la riduzione delle emissioni di metano dalla loro rete di pipelines (per la riduzione del cosiddetto *gas flaring*). Le riduzioni pari a circa 500 milioni di tonnellate possono essere ottenute a costi inferiori ai 10€/t di CO₂ in Russia ed Ucraina: il problema tuttavia sembra essere ancora l'inesistenza di un quadro istituzionale e legislativo chiaro in questi paesi per permettere la certificazione di questi progetti e facilitare gli investimenti relativi.

1.4.2 La posizione e la strategia degli Stati Uniti

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

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

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

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

Il programma Climate Vision è gestito in tutti i suoi aspetti (dal reperimento dei finanziamenti federali per R&D fino alle funzioni di consulenza per il Presidente USA sulle tematiche di propria competenza) dalla *Committee on Climate Change Science and Technology Integration* (CCCSTI) nel cui ambito il *Climate Change Technology Program* (CCTP) rappresenta il panel di esperti tecnologici. Il lavoro del CCTP esemplifica i due filoni su cui è esplicitamente concentrata la strategia Usa: 1) su un orizzonte di breve - medio termine, la fornitura di ogni tipologia di appoggio, consulenza, e facilitazione per accelerare la transizione dell'industria verso l'incremento nell'efficienza dei combustibili fossili, in termini di *best practices* e tecnologie innovative per gli impianti a carbone e gas naturale e ad accelerare la transizione dell'industria; 2) su un orizzonte di medio-lungo termine, quello che secondo la tesi di fondo degli U.S.A. può rappresentare la soluzione radicale del problema delle emissioni da fonti

fossili, ossia lo sviluppo di nuovi ed efficaci sistemi di cattura e sequestro dei gas serra (Programma FutureGen), che potrebbero essere sottoposti a stoccaggio, conversione o riciclaggio, anche non necessariamente nell'ambito dei cicli energetici da cui sono stati generati.

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

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

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

A livello di singoli Stati, come anticipato sopra, gli orientamenti sono molto più variegati. Già dai primi mesi dell'amministrazione Bush la California, lo Stato di New York, il New Jersey, il Maine, il Wisconsin, l'Oregon, il Massachusetts, il New Hampshire, avevano progettato o realizzato proprie iniziative come la definizione di obiettivi di riduzione dei gas-serra, la preparazione di inventari statali delle emissioni, nuovi schemi regolatori flessibili per le emissioni di CO₂ dalle società elettriche, sistemi di registri nazionali delle emissioni di GHG, obiettivi sulla produzione o l'uso di fonti rinnovabili, standard di efficienza per gli autoveicoli, schemi di *demand-side management* (DSM), ecc. Già allora premevano per armonizzare con il governo federale alcune misure come la creazione di un registro delle emissioni o schemi di *renewable portfolio standards* (RPS o target sulle rinnovabili).

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

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

Sul piano internazionale gli USA, nel tentativo di rompere un certo isolamento, hanno promosso una strategia di accordi multilaterali centrati sul tema dello sviluppo di nuove tecnologie. Nel luglio 2005 è stata varata una partnership con Australia, Cina, India, Giappone e Corea, la cosiddetta *Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate*, il cui nome denota di per sé l'integrazione della questione climatica in quella, più generale, dello sviluppo sostenibile a sua volta trainato dai miglioramenti di efficienza di natura tecnologica. Otto sono i settori chiave in cui sviluppare nuove e più pulite tecnologie: alluminio, acciaio, cemento, edilizia, combustibili fossili, industria estrattiva del carbone, generazione e trasmissione elettrica, energie rinnovabili e generazione distribuita. La partnership è estesa a tutti i livelli dei Paesi coinvolti, ossia Governi, imprenditoria, istituzioni di ricerca, che concorrono a formare *task force* per l'elaborazione di Piani di Azione la cui implementazione viene verificata e aggiornata nel corso dei periodici incontri³². Il contenuto delle azioni spazia dal trasferimento tecnologico alla diffusione delle *best practices* all'incentivazione nel miglioramento delle tecnologie esistenti.

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

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

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

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

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

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

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

di recente spinto le autorità a iniziare la preparazione di un piano di azione contro il cambiamento climatico che dovrebbe essere completato entro l'anno. In questo quadro si prevede anche il lancio di un sistema pilota di scambio delle emissioni di carbonio, entro l'estate del 2007.

In realtà questa strategia ambientale complessiva – di cui il controllo delle emissioni rappresenta uno dei fulcri – si è configurata nel tempo più come una necessità che come una scelta. Nell'arco del solo triennio 1998-2000, i consumi energetici sono raddoppiati. Circa due terzi del consumo totale di energia primaria sono stati soddisfatti col carbone, al cui ricorso si è registrato un temporaneo decremento tra il 1997 e il 2000, per poi riprendere a ritmi di crescita nell'ordine del 6-10% annuo con 924 Milioni di t. equivalenti nel 2001, 1015 nel 2002, 1080 nel 2003. I problemi di inquinamento dell'aria connessi a questo uso stanno diventando difficili da gestire. La ratifica della partecipazione al Protocollo da parte del governo cinese, nell'agosto 2002, ha quindi rappresentato il naturale corollario di una strategia orientata a un forte e consapevole sfruttamento delle opportunità offerte come canale per attirare investimenti diretti dall'estero funzionali alle specifiche esigenze della propria economia (specialmente sotto il profilo settoriale e geografico) e, allo stesso tempo, in grado di conferirle una maggiore sostenibilità ambientale.

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

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

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

Le strategie dei Paesi Emergenti – in particolare di Cina ed India – in relazione al *Clean Development Mechanism* (CDM), lo strumento loro riservato previsto dal Protocollo di Kyoto, vanno inquadrate in relazione alla panoramica sul più recente andamento dei mercati dei permessi di emissione nel loro complesso. Secondo un rapporto della Banca Mondiale e dell'*Emission Trading Association*, il valore degli scambi di crediti per la riduzione delle emissioni è cresciuto da 11,05 Miliardi di US\$ nel 2005 a 21,5 Miliardi di US\$ nei primi nove mesi del 2006, con quasi un raddoppio del valore degli scambi in meno di un anno³³; nello stesso periodo i volumi scambiati sono tuttavia cresciuti più lentamente: da 0,716 Miliardi di tonnellate nel 2005 a 1,02 miliardi.

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

Un andamento opposto hanno invece seguito le transazioni di tipo *project based*, soprattutto *Joint Implementation* (JI) e, appunto, CDM, lo strumento legato alle strategie climatiche dei Paesi Emergenti. I crediti di emissione derivanti dal CDM e oggetto di scambi sono diminuiti in volume da 359 Mt CO₂ nel 2005 a 214,2 Mt CO₂ nei primi 9 mesi del 2006 determinando una netta diminuzione dell'incidenza in termini di volume, passata repentinamente dal 50% a poco

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

più del 20% del mercato complessivo dei diritti. Il loro valore totale è anch'esso diminuito da 2,6 Miliardi nel 2005 a 2,2 miliardi nel 2006. Il loro prezzo unitario medio è dunque salito da 7,38\$ a 10,55\$ nel periodo considerato. In termini di quote di mercato, il CDM stato dominato da Cina ed India, con – rispettivamente – il 60 e il 15% dei progetti ed il 24 e il 15% delle transazioni.

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

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

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

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

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

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

I costi marginali di abbattimento delle emissioni in Cina, secondo diversi modelli³⁴, sono in assoluto i più bassi tra le varie aree geografiche mondiali interessate al CDM. In particolare, secondo il modello IPAC (Integrated Policy Model for China), la curva dei costi si mantiene entro i 200 \$ /t CO₂ fino a un livello di circa 400 milioni di tonnellate di abbattimenti complessivi, per poi salire di circa 100 \$ /t CO₂ ogni 100 milioni di tonnellate aggiuntive; altri modelli ipotizzano una curva ancora più appiattita. In realtà i livelli di costi realmente interessanti sono quelli della parte bassa della curva, in quanto - sempre in base al modello IPAC basato su tre differenti scenari con alcune ipotesi comuni al contorno³⁵ - la dimensione complessiva del mercato dei *CERs* nel 2010 ammonterebbe a circa 164 milioni di tonnellate di CO₂, il massimo potenziale teorico raggiungibile dai progetti CDM in Cina non supererebbe i 210 milioni di tonnellate di abbattimenti, mentre le riduzioni effettive nel mercato CDM oscillerebbe tra 24,9 e 111,6 milioni di tonnellate CO₂ con un prezzo variabile tra 5,2 e 6,5\$/t CO₂ (secondo lo scenario); in ogni caso la Cina soddisferebbe circa la metà della domanda complessiva di *CERs*, stimata tra 52 e 240 Mt CO₂.

³⁴ IPAC-emission, IPAC-AIM technology, EPPA, GTEM.

³⁵ In particolare: una partecipazione volontaria degli Stati Uniti al mercato globale delle emissioni pari al 10% dei volumi complessivi; un ruolo di *price-maker* tendenzialmente attribuibile ai Paesi dell'Est (in particolare la Russia) grazie alle riserve di diritti disponibili per il fenomeno dell'*hot-air*; una percentuale massima del 50% di supplementarità attribuita ai progetti CDM per i Paesi *Annex I* rispetto agli obiettivi di riduzione; costi di transazione quantificati in 0,54 \$ / tonn. CO₂.

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

L'andamento storico dei prezzi sui mercati dei diritti ha finora registrato uno sconto pressoché strutturale dei CER rispetto agli ETS (diritti scambiati nell'ambito dell'ET) a causa di alcuni elementi di rischio peculiari attribuiti in genere agli investimenti effettuati nei Paesi emergenti e nei PVS, in particolare quelli legati alla certezza degli iter autorizzativi, alla consegna dei certificati da Parte del Paese ospitante, ai possibili cambiamenti dei target e degli schemi del Protocollo, e – appunto- alla volatilità di breve e lungo termine dei prezzi dei permessi. A ciò si aggiungono gli eccessivi ritardi nell'approvazione delle metodologie per il calcolo delle *baseline* da parte del Comitato Esecutivo³⁶, la difficoltà di accertamento del carattere *addizionale* di progetti, e gli elevati costi di transazione, che alcuni studi condotti su progetti-pilota hanno quantificato nell'ordine degli 80 cent.\$/tonn. di riduzioni.

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

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

CAPITOLO 2 : *L'EUROPA NEL CONTESTO INTERNAZIONALE*

CAPITOLO 2 L'EUROPA NEL CONTESTO INTERNAZIONALE

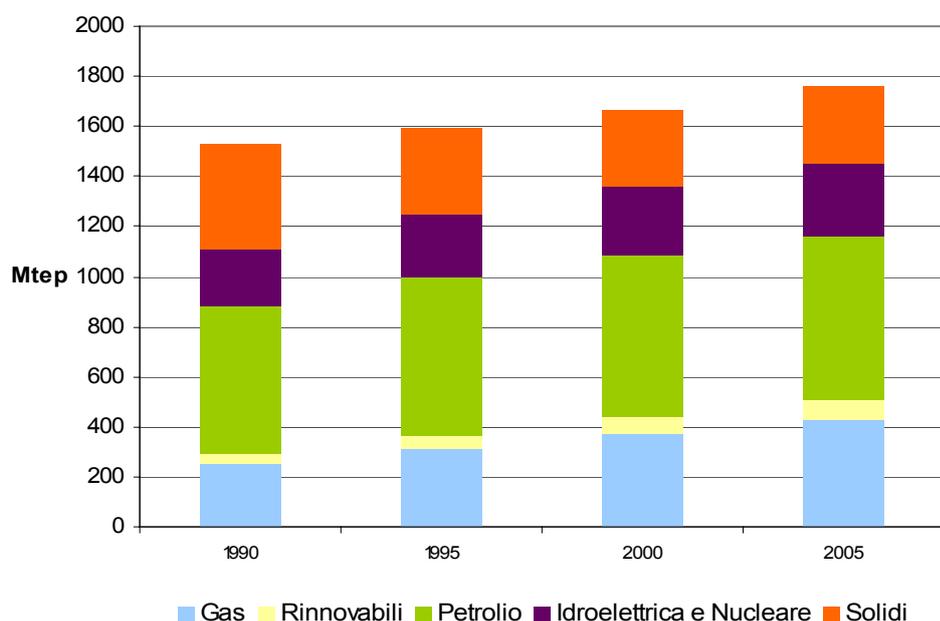
2.1 Domanda di energia ed emissioni di CO₂

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

La dinamica dei consumi per fonte evidenzia:

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

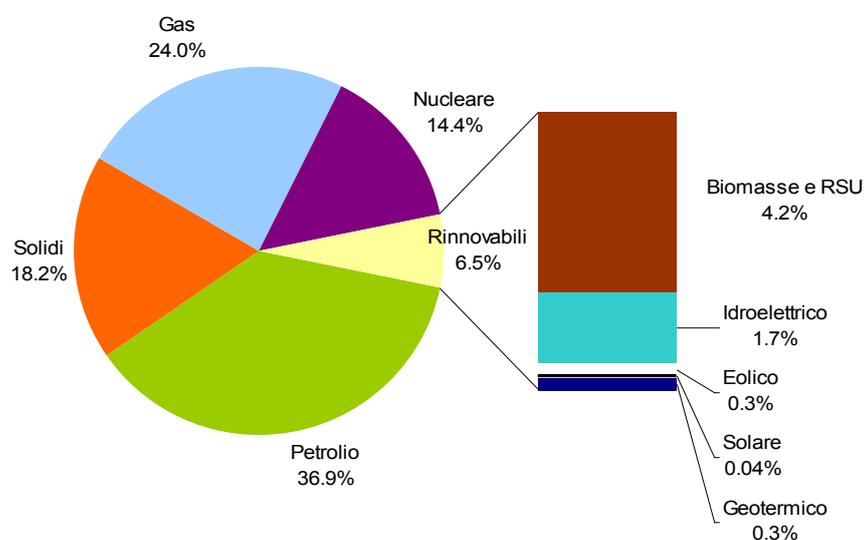
Figura 2.1 – UE (25): Consumi di energia primaria per fonte. Anni 1990-2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati Enerdata S.A.

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

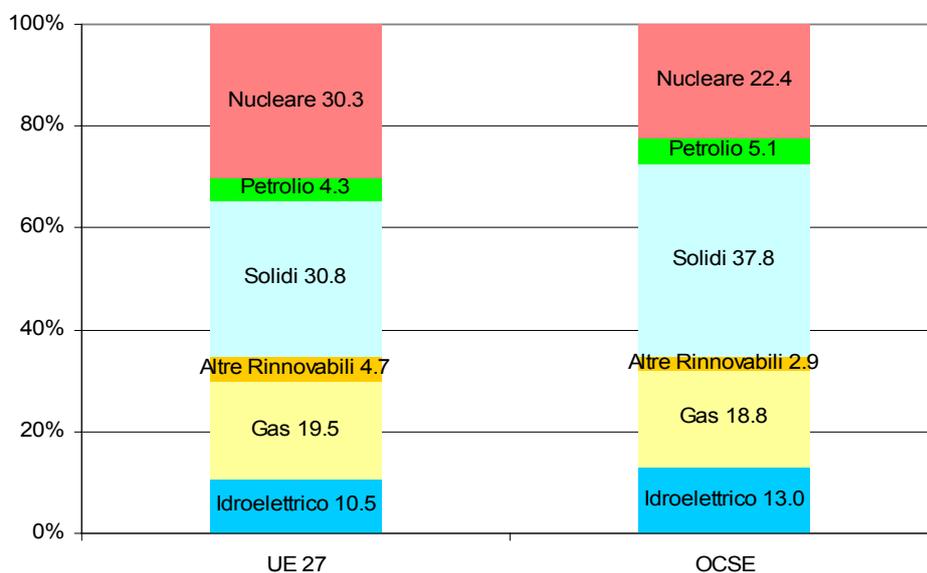
Figura 2.2 - UE (27): Consumi di energia primaria per fonte. Anno 2005 (1820 Mtep)



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

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

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



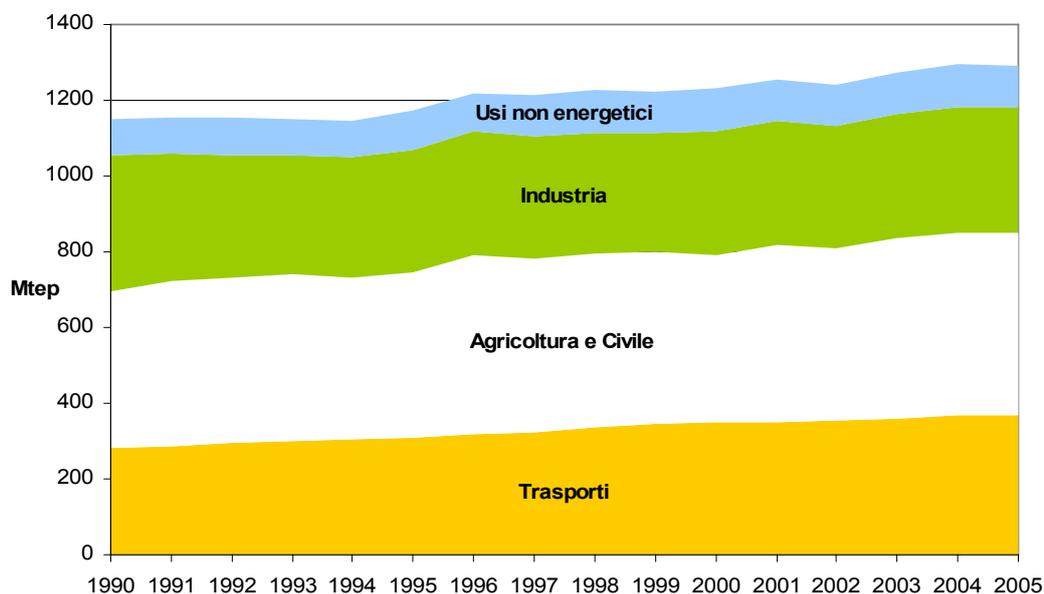
Fonte: elaborazione ENEA su dati Enerdata S.A.

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

I consumi finali sono cresciuti moderatamente (ad un tasso dell'1% annuo circa, dal 1990) trainati soprattutto dai trasporti e dal settore civile. Agricoltura, Residenziale e terziario

assorbono il 37% dei consumi finali nel 2005, i trasporti il 28%, gli usi non energetici il 9% e l'industria il 26%. Rispetto agli altri paesi OCSE risulta più contenuto il peso del settore trasporti e più elevato quello del settore Civile.

Figura 2.4 – UE 27: Consumi finali di energia per settore

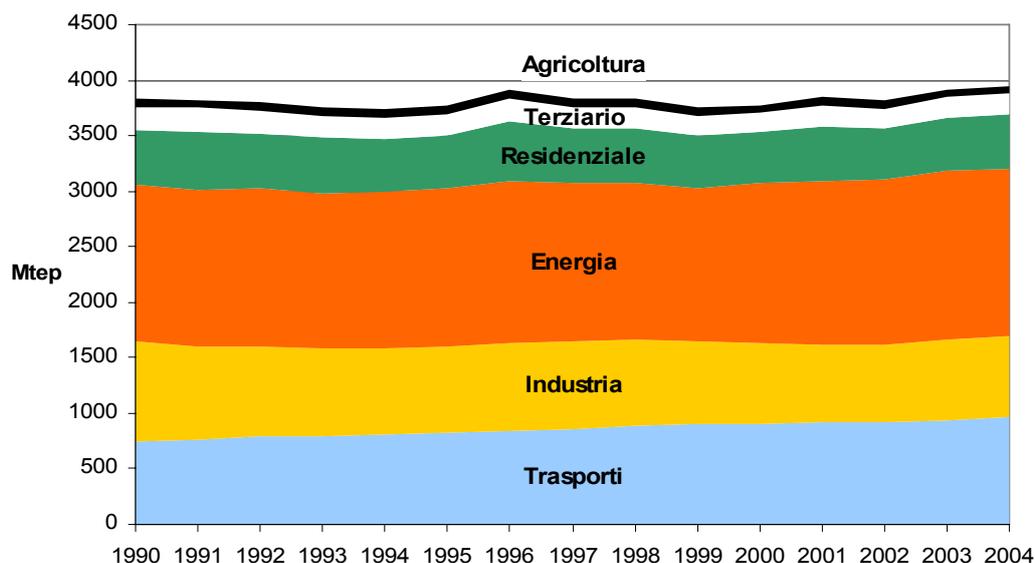


Fonte: elaborazione ENEA su dati Enerdata S.A.

Nel 2004 le emissioni di CO₂ dei 27 paesi attualmente aderenti all'Unione Europea ammontavano a quasi 4 miliardi di tonnellate, pari al 15% circa delle emissioni per usi energetici su scala globale e al 28% delle emissioni dei paesi OCSE.

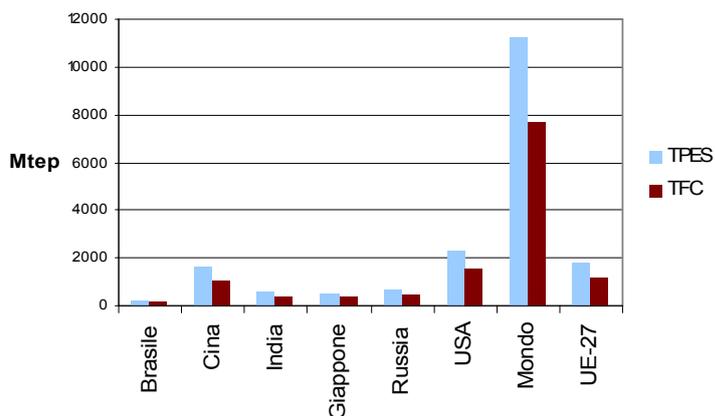
Rispetto alla media dei paesi OCSE, il cui dato è pesantemente influenzato dalla dinamica delle emissioni degli Stati Uniti e dell'Australia, si nota una tendenza alla crescita meno marcata. Nei paesi europei, la generazione elettrica, l'offerta di mobilità per merci e persone e le attività afferenti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

Figura 2.5 – UE 27 - Emissioni di CO₂ per settore



Fonte: elaborazione ENEA su dati Enerdata S.A.

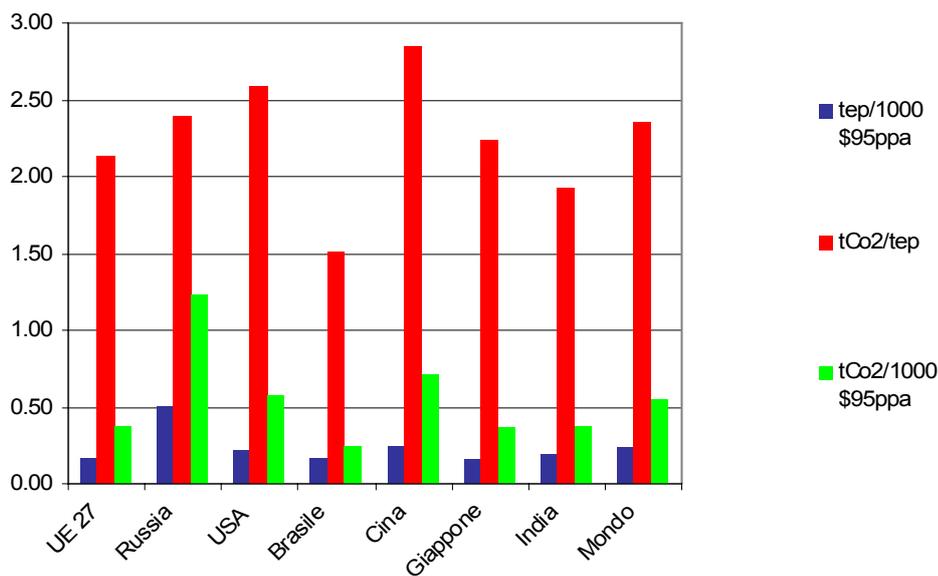
Figura 2.6 - Consumi energetici finali (TFC) e primari (TPES) nei principali paesi del mondo. Anno 2004



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

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

Figura 2.7 - Indicatori energetici dei principali paesi del mondo. 2005



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

La composizione delle fonti primarie utilizzate dai 27 paesi dell'Unione determina un livello di intensità carbonica dell'offerta di energia (tCO₂/tep) tra i più bassi del mondo e paragonabile a quello del Giappone. Anche i livelli di intensità energetica del Pil (valutati a parità di potere d'acquisto - tep/1000 \$95ppa) risultano piuttosto contenuti e, anche in questo caso, paragonabili a quelli del Giappone.

Ne consegue che l'intensità carbonica del reddito (a parità di potere d'acquisto - tCO₂/1000 \$95ppa) risulta piuttosto contenuta se paragonata a Cina e Stati Uniti (figura 2.7).

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

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

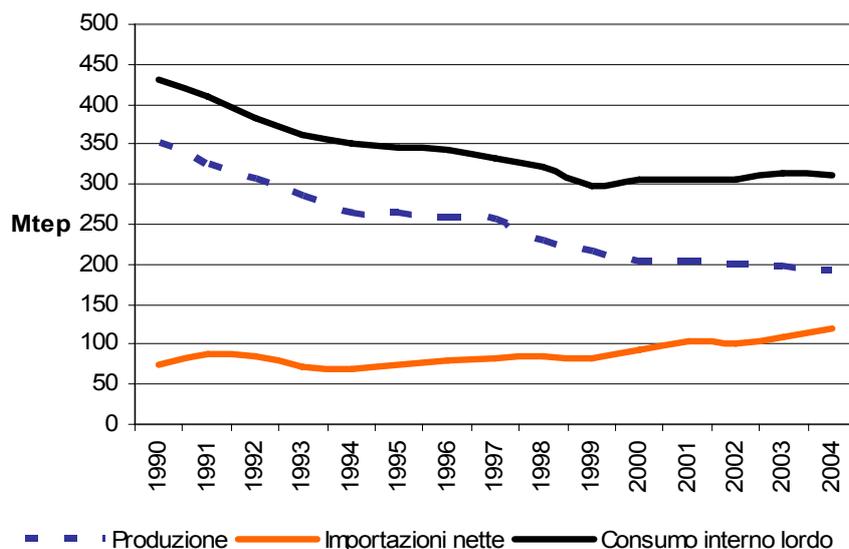
- un gruppo di paesi (Danimarca, Germania, Italia, Austria, Spagna, Grecia, Portogallo, Irlanda e Regno Unito) presenta livelli di intensità energetica inferiori a 0,17 tep /1000 \$95ppa di Pil, che è il valore di intensità energetica per l'aggregato UE-25;
- Svezia, Finlandia, alcuni paesi dell'Europa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

2.2 Le importazioni di energia primaria

Nei 25 Paesi dell'Unione Europea, le importazioni nette di combustibili solidi hanno subito un incremento di circa 45 Mtep in 15 anni fino a raggiungere, nel 2004¹, un livello di circa 120 Mtep. L'aumento delle importazioni avviene in un contesto di riduzione del consumo interno lordo di carbone (120 Mtep in meno nel corso dello stesso periodo) e di contrazione della produzione interna ancor più marcata (160 Mtep in meno tra il 1990 e il 2004), determinata prevalentemente dalla chiusura di siti produttivi non più concorrenziali (figura 2.8).

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

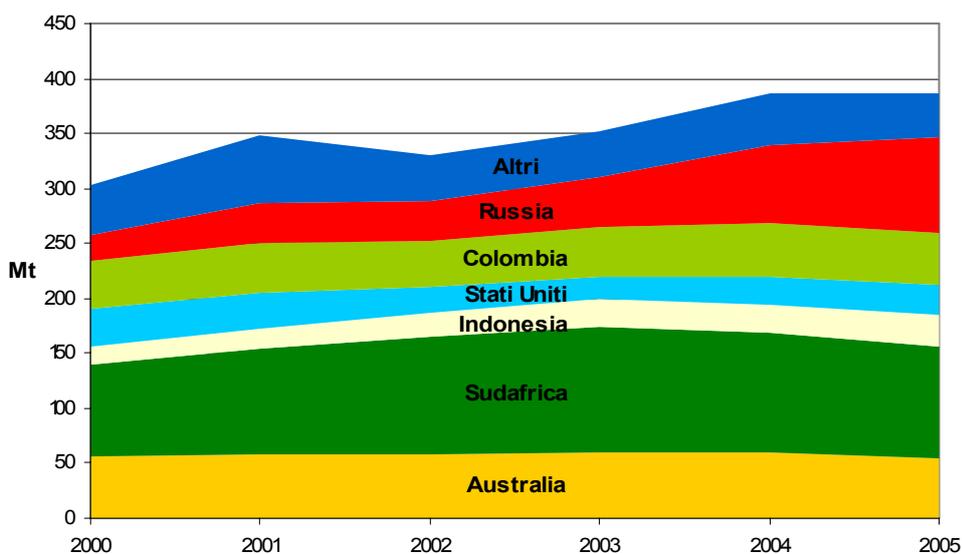
Figura 2.8 – UE 25: Importazioni nette, produzione, consumo interno lordo di combustibili solidi



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

Nel 2004 le importazioni coprivano il 38% del fabbisogno lordo di combustibili solidi e la struttura di approvvigionamento era coperta per oltre tre quarti da importazioni provenienti da Sudafrica, Russia, Colombia e Australia; la struttura di approvvigionamento dei combustibili solidi evidenziava un grado di differenziazione maggiore rispetto agli anni precedenti. Sudafrica e Australia, che anche all'inizio degli anni novanta ricoprivano un ruolo cruciale nell'approvvigionamento dei paesi dell'Unione Europea, hanno consolidato la propria posizione nel corso degli anni. Al contrario, le importazioni dagli Stati Uniti (29% del totale nel 1990) sono progressivamente declinate a favore delle importazioni da Russia, Colombia e Indonesia, che a partire dal 2000 raggiungono livelli quantitativamente rilevanti (figura 2.9).

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

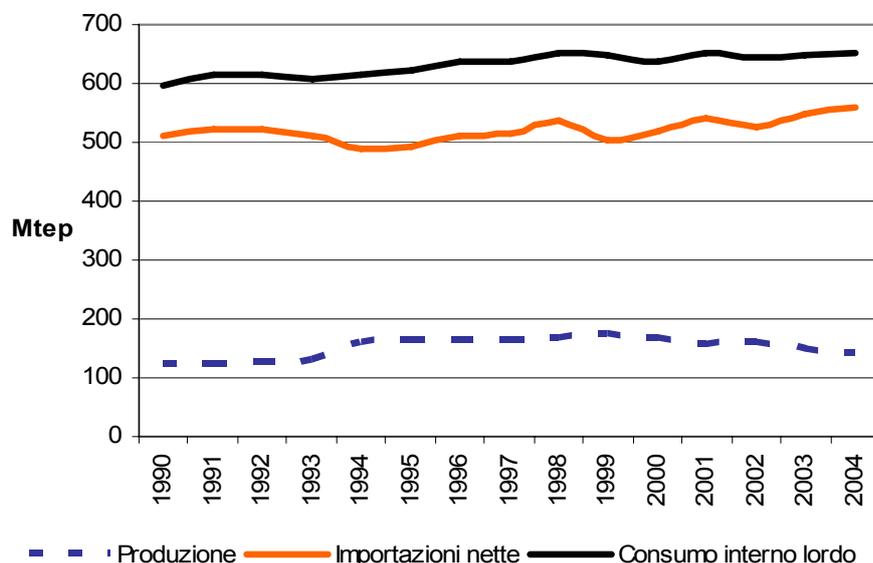


Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

Dal 1990 al 2004 le importazioni nette di petrolio sono cresciute di 51 Mtep. Nello stesso periodo la produzione interna è aumentata fino al 1999 per poi diminuire fino a livelli di poco superiori a quelli del 1990. A fronte di una tendenza di moderata crescita del consumo interno

lordo, si registra quindi una crescita delle importazioni che, nel 2004 coprivano l'84% del consumo interno lordo (figura 2.10).

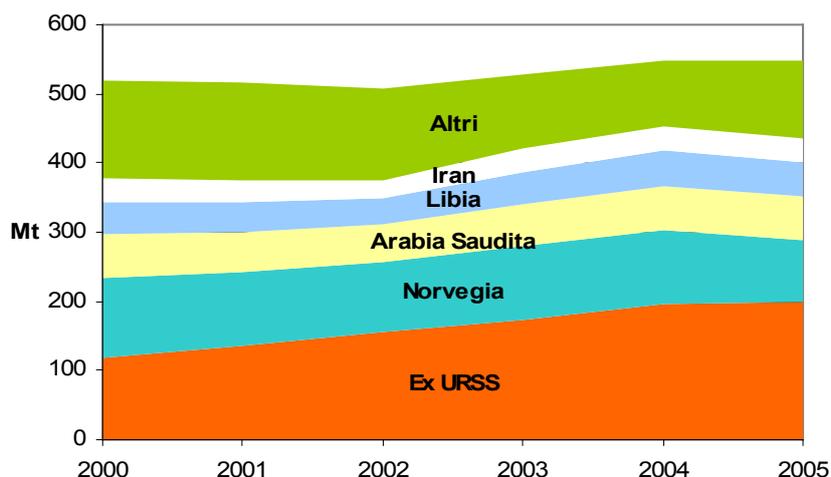
Figura 2.10 –UE 25: Importazioni nette, produzione, consumo interno lordo di petrolio



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

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

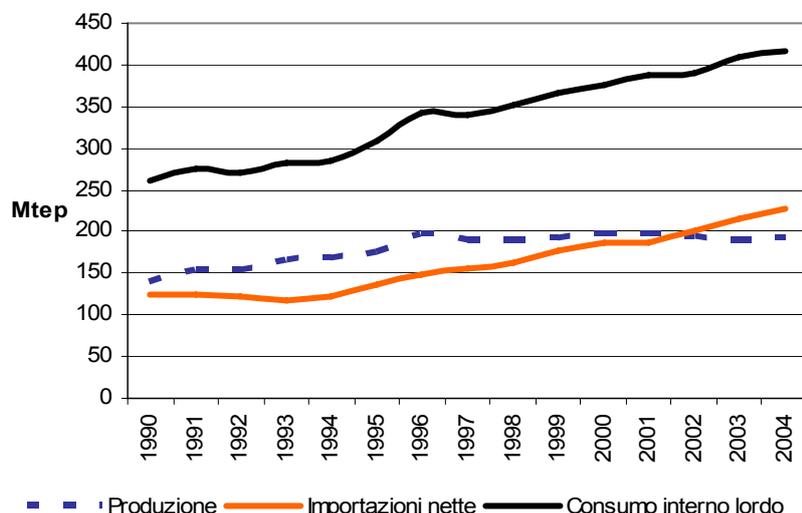
Figura 2.11 – UE 25: Importazioni di petrolio per paese/area di origine



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

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

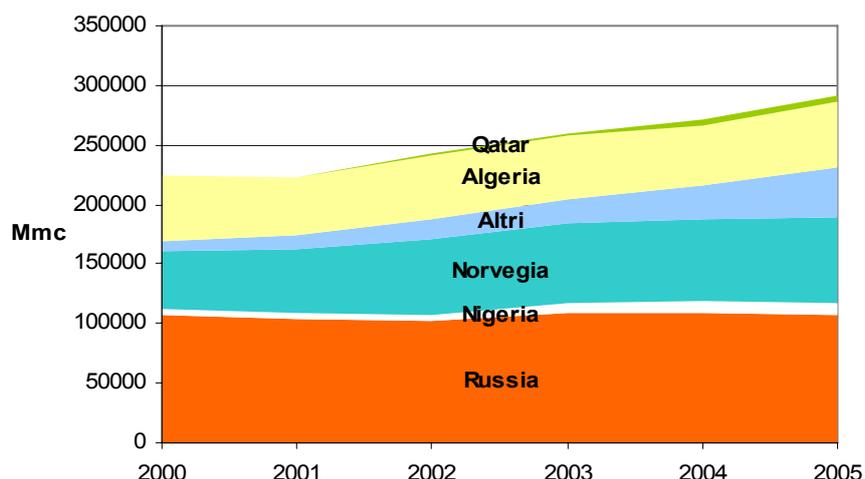
Figura 2.12 –UE 25: Importazioni nette, produzione, consumo interno lordo di gas naturale



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

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

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



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

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

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

2.3 La dipendenza energetica

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

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

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

Tabella 2.1 - UE 25: dipendenza energetica¹ negli Stati membri. Anno 2004

	Totale	Solidi	Petrolio	Gas
UE 25	50.5	38.2	80.2	54.5
Belgio	78.9	101.4	99.8	99.9
R. Ceca	25.3	-17.2	93.6	91.1
Danimarca	-47.9	101.4	-116.8	-79.7
Germania	61.3	32.3	94.8	83.7
Estonia	28.5	6.2	73.8	100.0
Grecia	72.7	5.1	104.8	97.5
Spagna	77.4	67.2	99.4	97.8
Francia	50.5	94.4	98.3	96.2
Irlanda	86.5	78.2	93.4	81.2
Italia	84.5	101.1	93.3	83.8
Cipro	94.6	70.7	98.8	-
Lettonia	63.5	94.0	99.2	130.5
Lituania	48.0	91.4	94.2	100.0
Lussemburgo	98.2	100.0	99.6	100.0
Ungheria	60.8	32.9	76.8	79.2
Malta	100.0	-	100.0	-
Paesi Bassi	30.7	98.7	95.5	-67.7
Austria	70.8	95.1	95.0	78.8
Polonia	14.7	-26.8	94.0	68.3
Portogallo	83.6	95.2	97.8	100.0
Slovenia	52.1	21.8	101.6	99.5
R.Slovacca	67.6	83.2	91.9	103.3
Finlandia	54.4	73.3	96.0	100.0
Svezia	36.5	85.3	97.8	100.0
Regno Unito	5.2	59.0	-15.3	1.7

Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

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

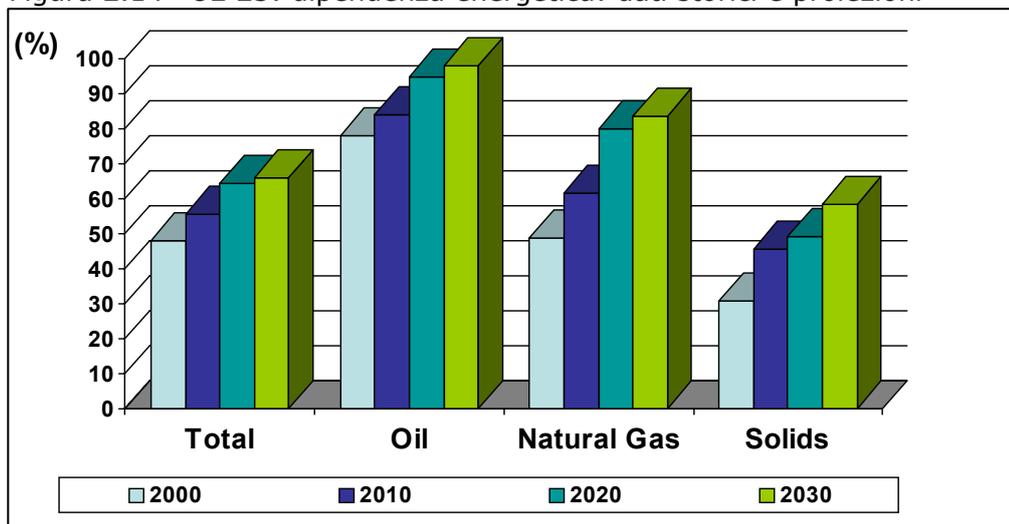
Nota: esiste una formula semplificata che non tiene conto dei bunkeraggi e fornisce valori di dipendenza energetica più elevati. Valori superiori a 100 sono possibili per la variazione delle scorte. Valori negativi indicano che il paese è un esportatore netto.

L'indicatore aggregato, pur evidenziando preoccupanti livelli di dipendenza energetica, non segnala in maniera sufficientemente chiara la reale vulnerabilità dell'Unione Europea a possibili interruzioni dell'offerta di fonti primarie di energia o al loro improvviso rincaro. Carenze infrastrutturali limitano infatti la possibilità di effettuare compensazioni interne in caso di interruzioni degli approvvigionamenti. Tali limitazioni interessano prevalentemente il settore *downstream* dell'industria petrolifera (si veda a riguardo il paragrafo 1.1.4) e il trasporto-stoccaggio di gas naturale (dove influiscono anche ritardi nell'armonizzazione regolamentare). In quest'ultimo settore la capacità di stoccaggio si concentra per il 65% in Germania, Francia e Italia, mentre la *spare capacity*² di alcuni paesi (Regno Unito, Irlanda, Spagna, Polonia, Repubblica Ceca) risulta piuttosto bassa in relazione ai consumi. La necessità di avviare un massiccio piano di investimenti, tuttavia, non riguarda solamente i paesi menzionati in precedenza ma la maggior parte degli Stati membri per i quali si prevede, in pochi anni, la saturazione della *spare capacity*. Si deve inoltre considerare che la capacità infrastrutturale di importazione esistente è in gran parte impegnata per il transito dei volumi di gas acquistati attraverso contratti di lungo periodo; ne consegue che la capacità disponibile per gestire situazioni di emergenza o per favorire l'ingresso sul mercato di nuovi soggetti è, in pratica, ancor più limitata.

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

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

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



Fonte: Commissione Europea - DG TREN, PRIMES

Il ricorso alle importazioni dai paesi ex sovietici non potrà, in futuro, tenere il passo della crescita della domanda di petrolio soprattutto per le difficoltà che verosimilmente incontreranno i tentativi di incremento della produzione russa. Indipendentemente da politiche di gestione della domanda, che agevolerebbero il contenimento della dipendenza dalle

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

importazioni, si evidenzia la necessità di diversificare le fonti di approvvigionamento attraverso accordi con i paesi produttori mediorientali e ricercando nuove collaborazioni con i paesi africani. In un mercato completamente globalizzato come quello petrolifero, le compagnie europee dovranno quindi fronteggiare la concorrenza nel settore *upstream* delle compagnie asiatiche e nordamericane e saranno particolarmente vulnerabili all'influenza delle tensioni geopolitiche.

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

1. la possibilità che lo sviluppo del commercio mondiale di GNL sia limitato da una lenta crescita della capacità di liquefazione a causa della maggiore intensità di capitale che caratterizza questa fase della catena produttiva rispetto alla fase di rigassificazione; a tale riguardo, è verosimile ipotizzare uno sviluppo del mercato basato prevalentemente su contratti di lungo periodo atti a contenere il rischio degli investitori garantendo adeguati livelli di domanda nel lungo periodo. In una simile situazione, il mercato spot coprirebbe solo nicchie marginali di mercato e una oculata strategia di sviluppo infrastrutturale dovrebbe prevedere l'individuazione di almeno un fornitore di riferimento per ciascun impianto di rigassificazione in progetto.
2. la possibilità che i principali esportatori diano luogo a politiche di cartello agevolate anche dalla frammentazione della domanda (a fronte di una struttura dell'offerta oligopolistica). In questo senso, un altro fattore chiave è il coordinamento della politica comune dell'approvvigionamento di gas naturale dei 27 paesi dell'Unione Europea.
3. la crescita della domanda di gas da parte dei paesi asiatici emergenti, che potrebbe costringere l'Europa ad una maggiore concorrenza attraverso l'offerta di contratti più onerosi.
4. Il vincolo rappresentato dalla capacità di trasporto delle principali reti di connessione con le regioni confinanti con l'Europa (67 miliardi di m³ per anno dall'Algeria e 75 dalla Russia) che potrebbero non essere sufficienti già nel 2010, anno in cui le importazioni nette potrebbero superare i 160 miliardi di m³. Una significativa espansione delle capacità di trasporto è necessaria nel lungo termine, dal momento che la domanda attesa non potrà essere soddisfatta attraverso le nuove infrastrutture la cui costruzione è attualmente allo studio.
5. La necessità di riformare il sistema tariffario per rendere più allettante l'attività di stoccaggio e agevolare gli investimenti nel settore. Tale necessità sarà tanto più pressante quanto maggiore sarà il ricorso all'approvvigionamento tramite GNL.

2.4 Scenari europei della domanda di energia e delle emissioni

In questa sezione verranno illustrati alcuni scenari elaborati per la DG TREN (Energia e Trasporti) della Commissione Europea con il modello PRIMES dall'E3M-Lab, *Institute for Communications and Computer Systems della National Technical University* di Atene. PRIMES è un modello in grado di riprodurre e proiettare i bilanci energetici dei 25 paesi Membri dell'UE all'orizzonte 2030, sulla base di una serie di ipotesi esogene di partenza. Le ipotesi esogene, oltre quelle relative alla dinamica della popolazione e al tasso di crescita medio delle economie dei 25 paesi, riguardano i prezzi mondiali delle risorse energetiche fossili (petrolio, gas carbone), solitamente mutuati dai risultati del modello energetico globale POLES, nonché le politiche a livello comunitario e nazionale rispetto all'energia o l'ambiente.

Gli scenari qui di seguito discussi includono:

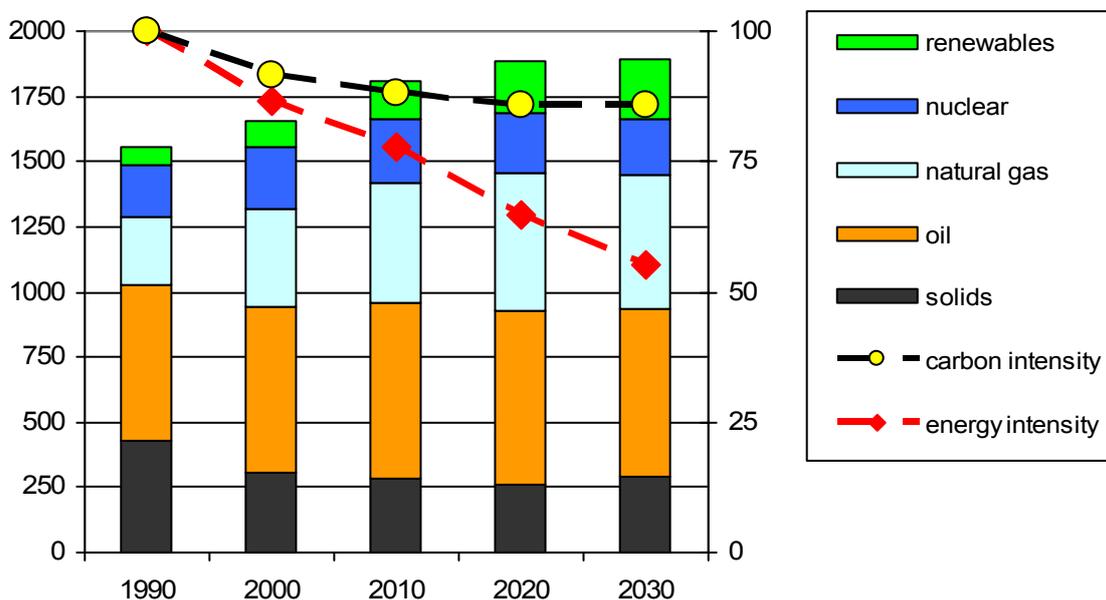
- uno scenario di riferimento,
- due scenari con differenti ipotesi sui prezzi del petrolio e gas,
- uno scenario di elevata efficienza energetica,
- uno scenario con forte sostegno alle fonti rinnovabili,
- uno scenario combinato alta efficienza-forte sostegno alle rinnovabili.

2.4.1 Lo scenario di riferimento

Lo scenario di riferimento qui discusso è stato elaborato alla fine del 2005. Esso considera un tasso di crescita delle economie dei EU-25 del 2% medio annuo fino al 2030, una leggera crescita della popolazione fino al 2020, con successiva stagnazione, e una dinamica dei prezzi del petrolio che dai 55\$/bbl nel 2005 sale a 58\$/bbl nel 2030 (a prezzi 2005, che assumendo un tasso di inflazione medio annuo in linea con gli obiettivi della BCE, cioè del 2%, significa un prezzo nominale di 95\$/bbl nel 2030)³. Quanto alle ipotesi di *policy*, si presume una continuazione di quelle già in vigore alla fine del 2004 ma senza modifiche, e un prezzo del carbonio non superiore a 5\$/tonnellata di CO₂ fino al 2030 per i settori coperti dall'*European Emission Trading Scheme*.

L'andamento della domanda totale di energia primaria dell'UE-25 fino al 2030 è illustrata dalla figura 2.15. Come si vede la domanda cresce leggermente fino al 2020 per poi stabilizzarsi, in parte grazie alle dinamiche demografiche della regione. La composizione per fonti vede ancora una presenza preponderante delle fonti fossili, tuttavia in diminuzione dall'80% nel 2000 al 77% nel 2030. Al loro interno il gas continua a crescere (dal 22,8% nel 2000 al 27,3% nel 2030), il petrolio si riduce (dal 38,4% al 33,8%), il carbone diminuisce fino al 2020 (dal 18,5 nel 2000 al 13,8% nel 2020) per tornare a crescere leggermente fino al 15,5% nel 2030. L'apporto del nucleare scende leggermente (dal 14,4% all'11,1%) per la chiusura di alcuni impianti obsoleti ed il mantenimento di una politica di *phase-out* in molti paesi dell'UE. Cambiamenti di un certo rilievo si vedono nella quota delle fonti rinnovabili, che si raddoppia (dal 5,8% nel 2000 al 12,2% nel 2030), senza però raggiungere l'obiettivo stabilito dall'UE per il 2010 (20% nel 2020).

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



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

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

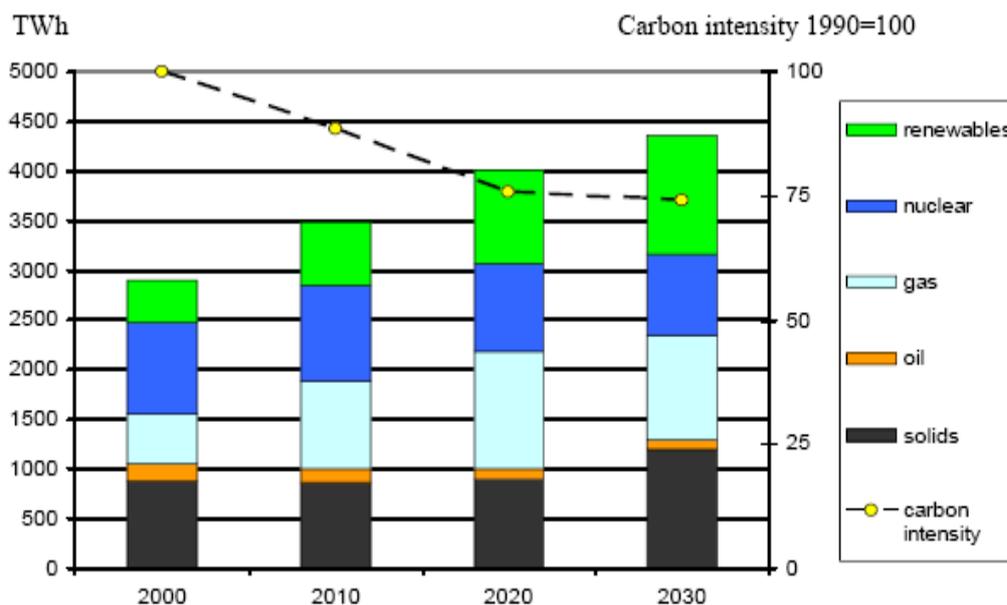
Per quanto riguarda l'intensità energetica, ad una crescita del PIL del 79% dal 2000 al 2030 si affianca un aumento dei consumi energetici di "appena" il 15%, con conseguente riduzione dell'intensità energetica dell'1,5% annuo. L'intensità di carbonio si riduce anch'essa, ma in misura molto minore, fino al 2020 per riprendere a salire leggermente dopo tale data, a causa

di una progressiva sostituzione degli impianti nucleari più obsoleti con nuove centrali a carbone. In questo scenario, le emissioni complessive di CO₂ nel 2030 sono superiori del 5% al livello del 1990.

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

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

Figura 2.16 - Produzione elettrica per fonte energetica (TWh)



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

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

La quota del nucleare si riduce dal 30% ad appena il 19%. Si può dire che in questo scenario le dinamiche opposte delle rinnovabili e del nucleare si compensano, per mantenere la quota di fonti interne che non danno luogo ad emissioni di CO₂, intorno al 45-45% in tutto il periodo. Come già notato, la quota del carbone decresce nel medio termine, fino al 2020, ma la necessità di rimpiazzare centrali nucleari obsolete, e i prezzi crescenti del gas, rendono l'opzione carbone più interessante a partire dal 2020, con implicazioni negative per l'intensità di carbonio della produzione elettrica europea, il cui trend discendente, come evidenziato dalla figura 2.16, si arresta.

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

2.4.2 Scenari alternativi

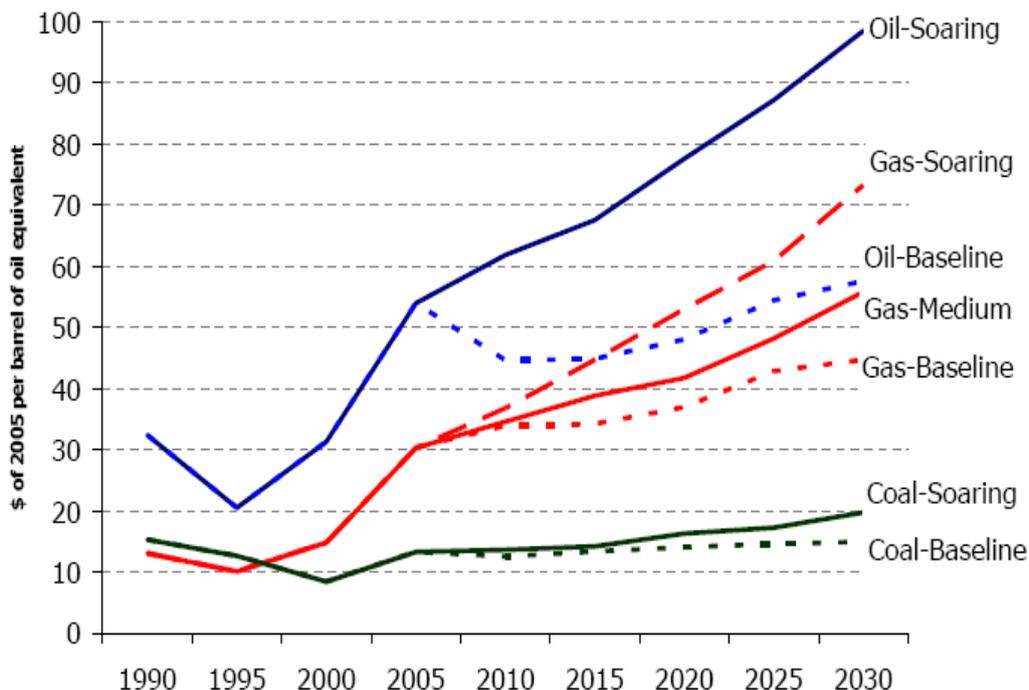
Due scenari esplorativi con differenti ipotesi sui prezzi del petrolio e gas

Di recente l'Unione Europea ha sperimentato valori elevati dei prezzi all'importazione di petrolio e gas naturale. I massimi (in valore nominale) per il prezzo del petrolio sono stati toccati nell'estate 2006, con 77\$/bl. Tale prezzo corrisponde in termini reali a poco meno del prezzo registratosi allo scoppio della guerra Iran/Iraq nel 1980. In una tale situazione, la possibilità di un incremento continuo del prezzo per i prossimi 25-30 anni non sembrava così remota e la Commissione Europea ha ritenuto utile esaminare l'impatto sulla domanda energetica dell'Unione di scenari di prezzo più elevati di quelli di *baseline*⁴. Due scenari in particolare sono stati considerati:

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

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

Figura 2.17 - Prezzi internazionali dell'energia per l'Europa in diversi scenari



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

Come per lo scenario di *riferimento*, queste due differenti traiettorie di prezzo sono l'*output* del modello POLES ottenuti sulla base d'ipotesi differenti dal lato dell'offerta di energia e di un tasso di crescita dell'economia mondiale superiore che nello scenario di riferimento (+3,3%/anno invece che 3,1%). Tali trend di prezzo, immessi come input del modello PRIMES conducono a risultati significativamente diversi rispetto al caso base nell'evoluzione della

⁴ NTUA: *European Energy and Transport: Scenarios on high oil and gas prices*. EC DG TREN, 2006

domanda energetica del sistema costituito dai paesi dell'UE. Questo, infatti, reagisce ai prezzi più alti dell'energia ed ai costi più elevati, tramite una modifica del mix energetico ed un abbassamento dell'intensità energetica. Il consumo di fonti primarie di energia si riduce al crescere dei prezzi energetici e la struttura dei consumi si orienta verso un maggiore uso di fonti rinnovabili, di energia nucleare e di combustibili solidi.

Nello scenario "Medium gas and soaring oil price" la domanda energetica primaria dei paesi dell'UE-25 al 2030 si ridurrebbe dell'1,7% rispetto allo scenario di *riferimento* e, visto che la crescita economica resterebbe immutata, l'intensità energetica diminuirebbe ulteriormente.

Per quanto riguarda il mix di combustibili, la riduzione rispetto alla *baseline* sarebbe particolarmente vistosa nei consumi di petrolio (-7,9% al 2030), ma sarebbe sensibile anche nei consumi di combustibili solidi (-2,5%) e di gas (-1,5%). Tuttavia, considerando le quote, l'unica che si ridurrebbe veramente è quella del petrolio e molto marginalmente quella dei combustibili solidi: per effetto di sostituzione, le altre fonti vedrebbero tutte accrescere la loro quota, e particolarmente le rinnovabili ed il nucleare. Per le rinnovabili, il pur significativo incremento dei prezzi del petrolio non sarebbe sufficiente a far loro raggiungere la quota-obiettivo del 12% già fissata a livello europeo per il 2010. Le emissioni, come risultato delle suddette modifiche del mix energetico, crescerebbero più lentamente che nello scenario di base, raggiungendo nel 2030 un valore dello 0,4% inferiore a quello del 1990. Quanto alla dipendenza energetica, essa risulterebbe del 3,7% inferiore a quella dello scenario di base nel 2030, attestandosi poco sopra il 61%.

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

Tre scenari di policy

I tre scenari che seguono sono stati simulati per illustrare possibili percorsi alternativi per l'evoluzione del sistema energetico europeo al 2030. Uno di forte miglioramento dell'efficienza energetica; uno di forti incentivi (alla produzione ed al consumo) per le fonti rinnovabili; un terzo scenario che combina i due casi precedenti⁵. Assieme ai risultati di altre simulazioni effettuate con diversi strumenti modellistici, la quantificazione di questi scenari ha fornito indicazioni sugli ordini di grandezza degli impatti di politiche più vigorose sull'efficienza energetica e sulle rinnovabili. Questi risultati sono in qualche modo incorporati nelle più recenti Comunicazioni sulla politica energetica europea presentate dalla Commissione Europea al Parlamento ed al Consiglio Europeo il 10 gennaio 2007 (si veda la sezione 2.5).

⁵ NTUA: *European Energy and Transport: Scenarios on energy efficiency and renewables*. EC DG TREN, 2006

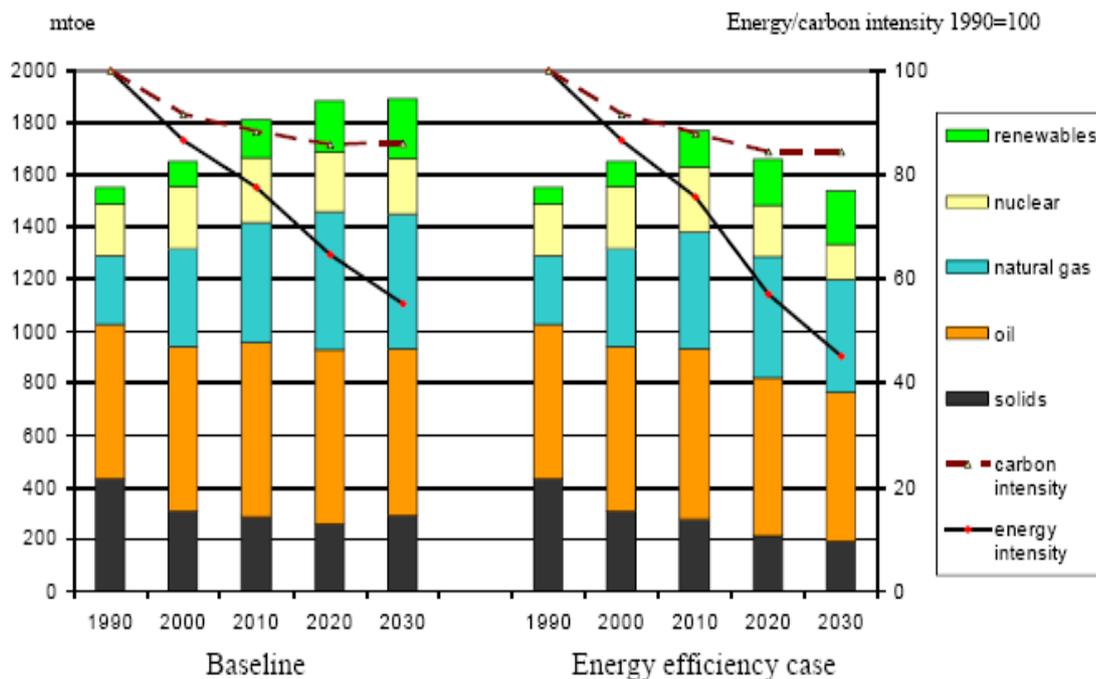
Uno scenario di alta efficienza energetica

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

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

I risultati di questa simulazione indicano che le politiche e misure di efficienza energetica incluse nello scenario hanno un impatto considerevole in termini di contenimento della domanda di energia. Il consumo energetico totale dell'UE-25 nel 2020 ritorna praticamente ai livelli del 2000 (l'incremento è di appena lo 0,5% in 20 anni), mentre nel 2030 torna al di sotto dei livelli del 1990. Tale risultato si verifica a dispetto di una crescita economica dell'area del 2% annuo (+79% nel periodo 2000-2030): questi *trend* divergenti della domanda energetica e del reddito producono una riduzione dell'intensità energetica pari a -2,2%/anno nel periodo 2000-2030.

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



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

La domanda diminuisce per tutte le fonti energetiche, ma soprattutto per l'energia nucleare (-35%) e per il carbone (-34,2%), usati in particolare nella generazione elettrica, grazie in parte al rallentamento della domanda elettrica permesso da una maggiore efficienza energetica e in parte all'accresciuta penetrazione della cogenerazione in sistemi a gas. Dunque nucleare e carbone perdono quota di mercato mentre petrolio, fonti rinnovabili e gas naturale vedono la

loro quota accrescersi. Tuttavia non si può veramente dire che un maggiore risparmio energetico favorisca fortemente la crescita della quota delle rinnovabili nel mix energetico. Per contro, le emissioni di CO₂ diminuiscono notevolmente: nel 2030 la riduzione è del 20% rispetto alla *baseline*, del 16% rispetto ai livelli del 1990. Dal punto di vista della dipendenza energetica si ha un miglioramento molto modesto rispetto alla *baseline* fino al 2020, ma un leggero peggioramento all'orizzonte 2030. Il perché di questo risultato sta nella riduzione del contributo del nucleare e dei combustibili fossili di origine locale, conseguenti alla riduzione della domanda elettrica. Dal punto di vista settoriale le riduzioni della domanda energetica finale rispetto alla *baseline* sono più significative nel settore dei servizi (-31,4%), nel residenziale (-26%) e nei trasporti (-10,9%), ma piuttosto limitate nell'industria (-2,4%). Una grossa parte di queste riduzioni è il risultato dei minori consumi delle apparecchiature elettriche (per tutti gli usi), il che conferma l'importanza di politiche di etichettatura di questi prodotti.

Uno scenario con forte sostegno alle fonti rinnovabili

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

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

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

La quota delle rinnovabili nella generazione elettrica cresce al 45,6% nel 2030, mentre la quota dei biocarburanti nei trasporti sale al 19% nello stesso periodo. Tali risultati chiaramente hanno implicazioni forti per le emissioni di CO₂ che si riducono del 15,2% nel 2030 rispetto allo scenario *riferimento*, rimanendo dell'11% al di sotto del valore del 1990. Inoltre, la dipendenza energetica si riduce rispetto allo scenario di *riferimento*, e ciò avviene nonostante un declino della produzione interna di carbone e nucleare. Parimenti si abbassano ulteriormente l'intensità energetica e, soprattutto, quella di carbonio.

Uno scenario misto efficienza energetica + sostegno alle rinnovabili

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

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

Le politiche a favore delle rinnovabili, combinate con un miglioramento dell'efficienza energetica (e dunque una domanda inferiore) hanno come risultato un peso maggiore delle

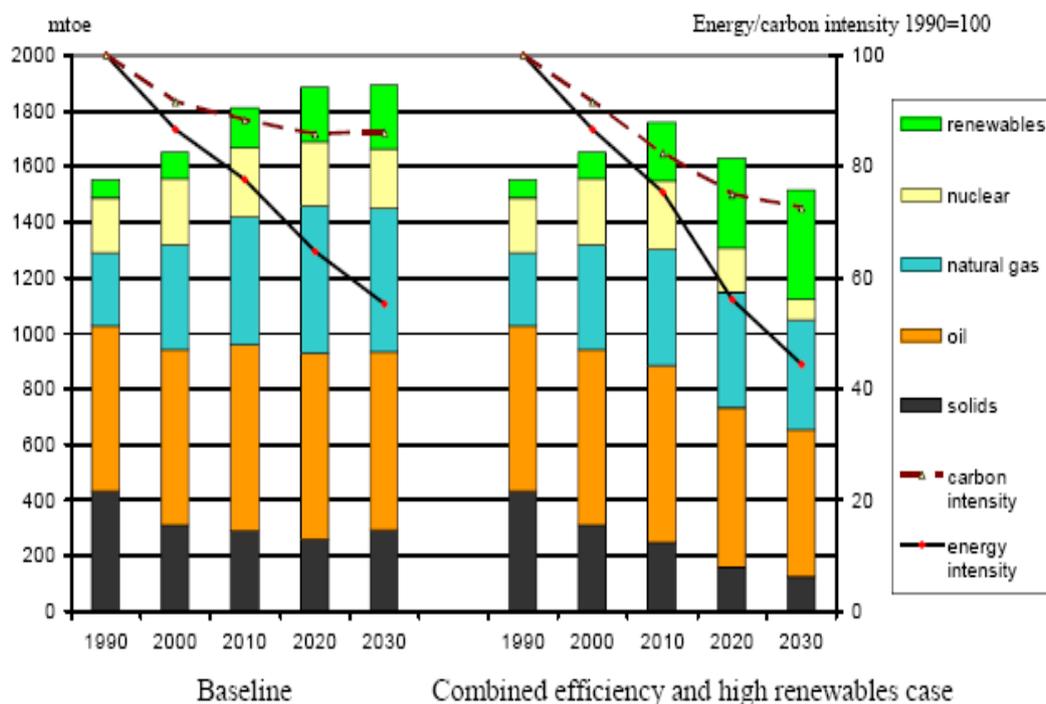
rinnovabili sul totale della domanda di energia primaria: in questo scenario, infatti, al 2030 le rinnovabili rappresentano il 25,9% della domanda totale (in confronto al 24% dello scenario "rinnovabili"). La domanda di tutte le altre fonti diminuisce sia come quota che in valore assoluto: l'impatto negativo è più forte nel breve periodo per i combustibili solidi ed il gas, mentre nel lungo periodo è più pesante per il nucleare e i combustibili solidi.

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

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

La modifica del mix energetico e la riduzione dei consumi conducono sia ad una riduzione del 16%, rispetto allo scenario di *riferimento*, nell'intensità di carbonio dell'energia consumata dai 25 paesi dell'UE, sia ad una forte riduzione delle emissioni di CO₂ (-32,5%) rispetto alla *baseline* nel 2030. Nello scenario "misto" le emissioni del 2030 sono del 29% inferiori a quelle del 1990, il che rappresenta il principale (ma non il solo) punto di forza di questo scenario. Anche i vantaggi dal lato della dipendenza energetica sono di grande interesse: la dipendenza diminuisce in maniera marcata rispetto allo scenario di *riferimento*, giungendo al 59% nel 2030 (contro il 65% nello scenario base).

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



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

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

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

2.5.1 Le politiche energetiche

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

L'8 Marzo 2006, quattro anni dopo la pubblicazione del primo Libro Verde sulla sicurezza energetica, la Commissione Europea ha pubblicato il Libro Verde "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura" (COM(2006)105). Il documento richiama alcuni fatti e tendenze noti, che definiscono il panorama energetico del 21 secolo, in particolare l'incremento della domanda mondiale di energia (crescita prevista del 60% al 2030 con parallelo incremento delle emissioni di CO₂), l'aumento dei prezzi delle materie prime energetiche, la forte concentrazione delle riserve di petrolio e gas in poche aree geografiche, spesso instabili. Esso riporta ancora una volta l'attenzione su alcuni fattori di rischio per l'Europa, principalmente la dipendenza energetica, gli alti costi dell'energia, il cambiamento climatico su scala sia globale che locale: tutti fattori che possono giocare a sfavore della sicurezza di approvvigionamento energetico europea, della competitività della sua economia, ma anche della salute dei suoi ecosistemi. Se tali fatti sono noti da tempo, le risposte adeguate non sono state poste in essere con la necessaria rapidità. In particolare gli investimenti necessari in Europa a soddisfare la domanda energetica attesa e ad assicurare la sostituzione degli impianti obsoleti sono in ritardo, un mercato energetico interno pienamente competitivo (che dovrebbe garantire sicurezza di approvvigionamento a prezzi più convenienti) stenta a realizzarsi e soprattutto un approccio solo nazionale a sfide globali di questa portata risulta chiaramente insufficiente.

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

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

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

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

1. Energia per la crescita e l'occupazione in Europa: il completamento del mercato interno. Nonostante una tabella di marcia rigorosa per realizzare l'obiettivo di liberalizzare e rendere

competitivo il mercato europeo dell'energia, si registra in molti paesi dell'UE l'esistenza di differenze di approcci alla regolamentazione, il permanere di mercati di dimensione nazionale dominati da pochi operatori che li controllano, impedendo una loro reale apertura alla concorrenza. Per contrastare tale situazione la Commissione ritiene necessario:

- Prestare maggiore attenzione alle reti europee dell'elettricità e del gas, sia attraverso un loro potenziamento, cioè accrescendo al 10% i livelli minimi di interconnessione fra stati membri e stimolando gli investimenti in nuove infrastrutture di interconnessione delle reti, sia favorendo gli scambi transfrontalieri tramite la definizione di un codice comune di accesso alle reti Europee, uguale per tutti e, se necessario, la creazione di un'Autorità europea regolatrice dei mercati energetici.
- Favorire gli investimenti in nuova capacità di generazione elettrica, necessari in misura massiccia nei prossimi 20 anni soprattutto per rimpiazzare impianti obsoleti, fronteggiare la nuova domanda (specie quella di punta) e per coprire eventuali carenze delle fonti intermittenti.
- Far rispettare pienamente gli obblighi posti dalle seconde direttive del gas e dell'elettricità sulla separazione (*unbundling*) delle attività di trasmissione e distribuzione da quelle di produzione.
- Promuovere la concorrenza e la competitività a tutti i livelli dell'industria europea (inclusa quella a più alta intensità energetica), attraverso la disponibilità di energia a prezzi ragionevoli. Per vegliare sulla corretta applicazione di questo principio, è stato creato il nuovo *High level group on competitiveness, energ and environment*.

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

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

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

4. Un approccio integrato al cambiamento climatico. Uno dei problemi più pressanti per la politica dell'UE è quello della mitigazione del cambiamento climatico, con l'obiettivo stabilito che si limiti l'incremento delle temperature rispetto a livelli preindustriali a non oltre 2 C° nei

prossimi due secoli. Tale obiettivo pone dei vincoli forti al profilo di emissioni globali che comporta un'inversione dei trend di crescita delle emissioni e riduzioni fino al 50% rispetto ai livelli 1990. Per quanto riguarda le proprie politiche interne, ma anche in politica estera, gli obiettivi possono essere più efficacemente perseguiti tramite l'efficienza energetica e l'incremento dell'uso di fonti rinnovabili. Un terzo strumento è costituito dal Sistema Europeo di Scambio dei Diritti di Emissione (*EU Emission Trading Scheme – EU ETS*).

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

Per quanto riguarda, invece, le rinnovabili, l'UE ha già da oltre 15 anni dei piani ambiziosi per il loro sviluppo, che hanno forgiato la sua leadership in questo campo. Fra questi si ricordi l'obiettivo di soddisfare una quota pari al 21% dei consumi elettrici totali con le rinnovabili entro il 2010, o quello di coprire entro la stessa data il 5,75% dei consumi di benzina e gasolio nei trasporti a partire da biocarburanti. Per quanto sia verosimile che tali obiettivi siano mancati di poco, alcuni paesi sono invece sulla buona strada: d'altro canto perseguire gli obiettivi prefissati in materia di prevenzione del cambiamento climatico impone l'adozione di *targets* a lungo termine ancora più stringenti in materia di rinnovabili. Ma tali impegni necessitano di politiche di sostegno adeguate. Queste saranno in parte delineate, oltre che nella SEER, in una nuova *Road-Map* sulle Energie Rinnovabili in via di preparazione da parte della Commissione e comprenderanno verosimilmente, oltre che una serie di misure specifiche, l'enunciazione di nuovi obiettivi post-2010 sia per la produzione elettrica che per i biocombustibili, una nuova direttiva comunitaria sul riscaldamento ed il raffrescamento negli edifici, iniziative nell'ambito della ricerca, sviluppo e dimostrazione tese a rendere più competitive queste nuove fonti energetiche.

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

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

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

con la partecipazione degli stati membri. Ciò servirebbe a lanciare non solo un efficace scambio di informazioni ma anche forme di reale coordinamento che, idealmente, dovrebbero condurre ad una politica comune. Tale politica dovrebbe individuare chiare priorità per:

- la diversificazione e la sicurezza delle forniture energetiche e per il miglioramento e la costruzione di nuove infrastrutture soprattutto per il trasporto di idrocarburi. Il problema recentemente si è posto con particolare urgenza per il gas, per il quale si rende necessaria la costruzione di nuovi gasdotti o terminali di rigassificazione del GNL se si vuole attingere da risorse provenienti da una pluralità di aree geografiche (la Russia, la regione del Caspio, il Nord-Africa ed il Medio Oriente).
- la creazione di nuove *partnerships* con i paesi produttori e quelli di transito di oleodotti e gasdotti per assicurarsi la loro collaborazione. In questo quadro si inscrivono da un lato una collaborazione più stretta con i paesi produttori, soprattutto l'OPEC e la Russia (da cui l'Europa vede una dipendenza crescente) per garantire sicurezza e affidabilità degli scambi sia dal lato della domanda che dell'offerta, dall'altro una crescente integrazione dei mercati energetici europei con quelli dei paesi e delle regioni vicine (Norvegia, Ucraina, Turchia, Europa Sud-orientale e Maghreb). La collaborazione dovrebbe spingersi, nel caso della Russia, fino ad una crescente integrazione con la garanzia di reciprocità nell'accesso ai mercati e alle infrastrutture energetiche. Questi principi potrebbero essere integrati in un nuovo accordo di partecipazione e cooperazione fra UE e Russia che già dal 2007 dovrebbe rimpiazzare quello attuale, ma anche nell'*Energy Charter Treaty* e nelle negoziazioni del Protocollo di Transito. Per quanto riguarda i paesi vicini, occorre puntare alla creazione di una comunità energetica pan-europea, anche con un nuovo Trattato Energetico Europeo, per garantire un mercato omogeneo e trasparente ed un quadro stabile a lungo termine per i necessari investimenti in infrastrutture. L'idea resta quella di costituire uno spazio regolato dalle stesse norme per lo scambio ed il transito di prodotti energetici, dagli stessi standard ambientali.
- La definizione di meccanismi efficaci di reazione a situazioni di emergenza esterna. Attualmente meccanismi formali di reazione coordinata, ma anche di monitoraggio e di vigilanza preventiva sono inesistenti.
- Una più completa integrazione degli aspetti energetici in altre politiche aventi una dimensione di politica estera come la politica sulla mitigazione del cambiamento climatico, ed il commercio estero. I problemi in queste aree sono chiaramente globali, ed affrontarli con ottica nazionale sarebbe comunque perdente. Se le aree di potenziale cooperazione con altre regioni e partner mondiali sono ampie e i benefici (anche collettivi) vasti, è necessario che l'UE si presenti sulla scena internazionale con un'unica voce. Punti di potenziale collaborazione riguardano la ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie energetiche, il risparmio energetico, l'estensione del sistema di Emission Trading ad altre aree geografiche, l'uso delle regole del WTO per migliorare i flussi internazionali di energia, ecc. Un aspetto particolarmente sensibile è quello della cooperazione allo sviluppo nel settore energetico con i paesi che hanno ancora un limitato accesso ai servizi energetici.

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

Come il primo Libro Verde sulla sicurezza energetica (quello del 2000), quello del Marzo 2006 ha preannunciato e dato avvio ad una serie di iniziative di tipo politico e legislativo, fra cui:

L'Action Plan on Energy Efficiency e la Direttiva sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici.

La Direttiva 2006/32/CE sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici (5 Aprile 2006) si pone l'obiettivo di un risparmio energetico negli usi finali pari all'1% annuo per 9 anni dal 2008 al 2017. Occorre immediatamente chiarire che si chiede agli stati membri di fare proprio tale obiettivo e di adottare misure appropriate ad ottenerlo ma il suo raggiungimento non rappresenta un'obbligazione giuridicamente vincolante: inoltre l'obiettivo è puramente indicativo e non impedisce agli stati membri di prefiggersi traguardi più ambiziosi.

L'obiettivo di riduzione del 9% deve essere raggiunto entro il 9° anno e comprenderà un obiettivo intermedio per il 3° anno di applicazione. Il risparmio annuale del 1% sarà calcolato sulla media dei consumi dei 5 anni precedenti, e riguarderà i settori residenziale, agricoltura, terziario (commercio e pubblica amministrazione) trasporti ed industria con l'eccezione dei trasporti marittimi ed aerei (per difficoltà di calcolo) e delle industrie *energy intensive* in quanto già coperte dalla Direttiva Emission Trading. Tutti i tipi di energia sono inclusi.

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

Gli stati membri inoltre dovranno:

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

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

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

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

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

L'Action Plan on Energy Efficiency, presentato dalla Commissione il 19 Ottobre 2006, parte dalla constatazione che nonostante gli alti prezzi dell'energia e la crescente preoccupazione per l'ambiente, l'Europa continua a sprecare almeno il 20% dell'energia che consuma, se non di più. Tanta è, infatti, l'energia che potrebbe essere risparmiata adottando una serie di accorgimenti relativamente modesti, utilizzando tecnologie già disponibili sul mercato e cambiando leggermente le abitudini. Tale potenziale di risparmio netto era già stato indicato nel Libro Verde sull'efficienza energetica (*Doing More with Less* - giugno 2005) in circa 60 miliardi €/anno, ma potrebbe raggiungere i 100 miliardi €/anno entro il 2020. La percentuale di risparmio potenziale è simile (intorno al 25-30%) nei principali settori di consumo (residenziale, terziario, trasporti, industria) pur essendo già più sfruttato nell'industria. Tale risparmio, se realizzato, implicherebbe anche minori emissioni di CO₂ per 780 milioni di tonnellate l'anno.

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

1. Etichettatura e *standard* di efficienza minima per le apparecchiature e gli elettrodomestici, da aggiornare in maniera dinamica, con particolare attenzione alla riduzione dei consumi in stato di veglia e alla progettazione ecocompatibile, a partire dal 2007;
2. Introduzione di *standard* minimi di rendimento energetico per gli edifici nuovi o ristrutturati e le "case a bassissimo consumo", da sviluppare a partire dal 2008 anche con l'estensione nel 2009 della Direttiva sull'efficienza energetica negli edifici. L'obiettivo è di avere una maggiore diffusione degli edifici più efficienti già dal 2015, e di indurre il settore pubblico (a partire dalla Commissione) a dare l'esempio.
3. Migliorare l'efficienza energetica sia nella produzione che nella distribuzione di elettricità, introducendo a partire dal 2008 nuovi standard per tutti gli impianti elettrici, di riscaldamento o rinfrescamento di capacità inferiore ai 20MWe. Tali criteri saranno sviluppati di concerto con l'industria ed includeranno linee guida per migliorare le pratiche operative e regolamentari per la gestione degli impianti.
4. Ridurre i consumi di carburante degli autoveicoli per km percorso, in vista di ridurre anche le emissioni di CO₂. La Commissione sta considerando l'introduzione (o il rafforzamento), per le case costruttrici di automobili, di normative che permettano di raggiungere entro il 2012 l'obiettivo di emissioni non superiori ai 120 gCO₂/km, e di conoscere immediatamente le proprietà di efficienza energetica di ciascun veicolo tramite etichettatura appropriata.
5. Facilitare il finanziamento degli investimenti in efficienza energetica per le imprese e per le *Energy Service Company* (ESCO), tramite accordi con le banche affinché queste ultime possano offrire incentivi e pacchetti di finanziamento adeguati, o tramite l'accesso a fondi Comunitari come i Green Investment Funds.
6. Stimolare in miglioramento dell'efficienza energetica nei nuovi Paesi Membri e specialmente nei progetti di edilizia residenziale pubblica o multifamiliare, attraverso le risorse finanziarie fornite dai Fondi Strutturali e di Coesione.
7. L'uso coerente della fiscalità energetica, con la preparazione entro il 2007 di un Libro Verde sulla tassazione indiretta e la revisione della Direttiva sulla fiscalità energetica. Sistemi di incentivi fiscali sono allo studio, così come la proposta al Consiglio ed agli stati membri di

adottare una tassazione sugli autoveicoli basata sulle emissioni medie di CO₂ per km del veicolo.

8. Diffondere la coscienza dei cittadini sull'efficienza energetica, attraverso azioni e programmi Comunitari sia nel settore dell'istruzione primaria, secondaria e professionale, che nel settore della formazione per *energy managers* nelle imprese. Tali programmi saranno sviluppati in collaborazione fra i paesi membri.
9. La creazione di reti per lo scambio di esperienze e di *best practices* fra amministratori locali di grandi aree metropolitane, che facilitino l'adozione di approcci innovativi per migliorare l'efficienza energetica nell'ambiente urbano e nelle reti di trasporto (Patto fra i sindaci delle 20-30 maggiori città europee).
10. La promozione dell'efficienza energetica a livello mondiale attraverso la proposta di un accordo quadro fra la Commissione e i principali partner commerciali e organizzazioni internazionali già dal 2007.

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

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

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

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

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

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

L'8 dicembre 2006 è stata pubblicata la Valutazione dei Regolatori Europei sullo Sviluppo dei Mercati Energetici Europei. Il Gruppo dei Regolatori Europei sull'Elettricità ed il Gas (ERGEG), creato dalla Commissione Europea nel 2003, ritiene che il principale ostacolo alla competitività nel settore elettrico e del gas sia dovuto alla misura insufficiente con cui si è realizzato l'unbundling in questi settori ed auspica per i regolatori maggiori poteri di controllo ed una crescente loro indipendenza rispetto alle interferenze politiche dei poteri centrali. Il rapporto dell'ERGEG concentra la sua attenzione su quattro aree problematiche principali: insufficiente separazione dei gestori di rete verticalmente integrati; poteri diseguali ed insufficienti dei regolatori; insufficiente integrazione regionale dei mercati e permanenza di prezzi regolati.

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

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

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

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

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

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

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

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

l'inefficacia di queste norme rendono necessario un rafforzamento dell'indipendenza degli operatori di rete.

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

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

Ultime notizie

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

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

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

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

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

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

Fonti rinnovabili. La Commissione propone nuovi obiettivi vincolanti in questo ambito: un contributo pari al 20% della domanda di energia primaria dell'Europa fornito dalle rinnovabili entro il 2020. Il raggiungimento di tale obiettivo richiede un aumento massiccio della produzione di rinnovabili sia nel settore elettrico che in quello dei biocarburanti (particolarmente per i trasporti), e nel riscaldamento/raffrescamento degli edifici. L'obiettivo generale sulle rinnovabili sarà affiancato da un obiettivo più specifico per i biocarburanti (che

dovranno raggiungere una quota del 10% al 2020). Infine, nel 2007 verrà presentato un pacchetto legislativo contenente misure volte a favorire la penetrazione sul mercato dei biocarburanti e dell'energia pulita per il riscaldamento/raffrescamento degli edifici.

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

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

Il risparmio energetico. La Commissione ribadisce l'obiettivo di risparmiare il 20% del consumo totale di energia primaria per il 2020⁶, che permetterebbe un risparmio di circa 100 Miliardi di € e di 780 milioni di tonnellate di CO₂ l'anno. A questo scopo propone di incentivare l'uso di veicoli a basso consumo di carburante, introdurre norme per l'etichettatura delle apparecchiature elettriche e non, di migliorare il rendimento energetico degli edifici, e di incrementare l'efficienza di generazione, trasporto e distribuzione di energia elettrica e calore. Essa propone inoltre la stipula di un accordo internazionale sull'efficienza energetica, che dovrebbe coinvolgere i paesi dell'OCSE e i principali paesi in via di sviluppo come la Cina, l'India ed il Brasile.

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

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

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

2.5.2 Le politiche ambientali: clima

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

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

Gli obiettivi dell'Unione Europea, dichiarati a livello di capi di stato o di governo sono ambiziosi, ma sono forti dei risultati scientifici dell'ultimo rapporto dell'IPCC. Tali obiettivi stabiliscono che bisogna limitare incrementi nelle temperature medie globali al di sotto dei 2 gradi Celsius rispetto ai livelli pre-industriali, dal momento che l'evidenza scientifica indica che oltre tale soglia gli effetti negativi a livello planetario potrebbero aumentare significativamente. Ciò implica che le emissioni mondiali di gas serra dovrebbero raggiungere il loro picco non oltre il

⁶ Rispetto al valore dello scenario tendenziale per lo stesso anno.

2025 e successivamente diminuire di almeno il 15%, ma probabilmente fino a 50%, rispetto ai livelli del 1990. Per fare ciò i paesi sviluppati dovrebbero puntare a riduzioni delle proprie emissioni fra il 15% ed il 30% entro il 2020, e fra il 60% e l'80% entro il 2050. Questo implica chiaramente un livello di impegno nella riduzione delle emissioni a livello internazionale ed europeo significativamente più alto di quello attuale. Per l'UE ciò significa anche rilanciare prima possibile le negoziazioni internazionali sugli impegni post-Kyoto (o comunque oltre l'orizzonte del 2012), e impegnarsi con i propri partner per preparare un nuovo ciclo di negoziati.

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

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

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

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

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

Tabella 2.2 - Obiettivi di "burden sharing" relativi al Protocollo di Kyoto e confronto con le proiezioni sulle emissioni in base alle politiche e misure già adottate o di politiche aggiuntive, per Stato Membro (% sull'anno base)

Stato Membro	Obiettivi EC di burden sharing	Con le politiche e misure esistenti	Con politiche e misure aggiuntive	Con misure aggiuntive, Kyoto mechanisms e carbon sinks		
	Impegni			Proiezioni al 2010	Proiezioni al 2010	Uso dei Kyoto mechanisms
Austria	-13.00%	14.80%	3.30%	-8.90%	-0.90%	-6.50%
Belgio	-7.50%	1.20%	-0.70%	-5.80%		-6.60%
Repubblica Ceca	-8.00%	-24.40%	-26.70%		-0.60%	-27.40%
Danimarca	-21.00%	4.20%	4.20%	-6.50%	-0.70%	-3.00%
Estonia	-8.00%	-56.50%	-60.00%			-60.00%
Finlandia	0.00%	9.90%	-1.90%	-3.40%	1.30%	-4.00%
Francia	0.00%	6.40%	0.50%		-0.60%	0.00%
Germania	-21.00%	-19.80%	-21.00%			-21.00%
Grecia	25.00%	34.70%	24.90%			24.90%
Ungheria	-6.00%	-28.50%	-28.80%			-28.80%
Irlanda	13.00%	29.60%	29.60%	-6.50%	-3.80%	19.40%
Italia	-6.50%	13.90%	4.10%	-7.80%	-2.10%	-5.80%
Lettonia	-8.00%	-46.10%	-48.60%			-48.60%
Lituania	-8.00%	-50.50%	-50.50%			-50.50%
Lussemburgo	-28.00%	-22.40%	-22.40%	-23.60%		-46.00%
Olanda	-6.00%	3.60%	0.70%	-9.30%	-0.10%	-8.60%
Polonia	-6.00%	-12.10%	-12.10%			-12.10%
Portogallo	27.00%	46.70%	42.70%	-3.10%	-7.80%	31.90%
Slovacchia	-8.00%	-22.40%	-24.80%			-24.80%
Slovenia	-8.00%	4.70%	-1.70%		-8.30%	-10.00%
Spagna	15.00%	51.30%	51.30%	-6.90%	-1.90%	42.40%
Svezia	4.00%	-1.00%	-1.00%		-3.00%	-3.90%
Regno Unito	-12.50%	-18.80%	-23.20%		-0.50%	-23.70%
EU-15	-8.00%	-0.60%	-4.60%	-2.60%	-0.80%	-8.00%
EU-10	-	-21.40%	-22.40%	0.00%	-0.30%	-22.60%
EU-25	-	-4.60%	-8.10%	-2.10%	-0.70%	-10.80%

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

Complessivamente, per 25 paesi dell'UE si prevede (sempre sulla base delle proiezioni nazionali fornite alla Commissione) che con le politiche attuali le emissioni saranno di circa il 4,6% inferiori al livello dell'anno base. Esse potrebbero ridursi ulteriormente qualora nuove politiche interne venissero adottate e si facesse pieno uso dei meccanismi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto (con l'acquisto di certificati di riduzione delle emissioni da paesi terzi) e dei cosiddetti "carbon sinks". In tal caso la riduzione complessiva potrebbe raggiungere il 10,8% rispetto ai livelli del 1990. Ma in assenza di nuove misure di contenimento si prevede che dal 2004 al 2010 le emissioni di questo gruppo di paesi aumenteranno.

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

Il Programma Europeo per il Cambiamento Climatico (ECCP)

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

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

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

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

- separazione e confinamento geologico della CO₂: una tecnologia innovativa potenzialmente interessante per prolungare la possibilità di utilizzare fonti di energia fossile limitando i danni all'ambiente. Ma ulteriori modifiche al quadro della normativa internazionale sono necessarie per il suo impiego;
- adattamento agli effetti del cambiamento climatico: in una certa misura il cambiamento climatico è già inevitabile ed avrà degli effetti devastatori anche in Europa, dunque misure di adattamento saranno comunque necessarie;
- approcci integrati per ridurre le emissioni di CO₂ delle autovetture e altri veicoli leggeri. A questo proposito il dibattito è tuttora aperto sull'opportunità di imporre ai costruttori di automobili limiti sulle emissioni di CO₂ dei veicoli a circa 120-140 g/CO₂/vkm, al posto degli accordi volontari presi da questi ultimi. L'ACEA (Associazione Europea dei Costruttori di Automobili) si è pronunciata nettamente contro una misura così cogente, preferendo un mix di accordi volontari e misure fiscali per ridurre le emissioni medie;
- emissioni del trasporto aereo: verranno esaminati gli aspetti tecnici dell'inclusione delle emissioni degli aerei nel Sistema Europeo di *Emission Trading*; tale inclusione è considerata come il sistema più efficace per tenere sotto controllo la rapida crescita delle emissioni di questo settore.

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

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

Partecipazione alla COP-12 di Nairobi

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

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

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

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

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

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

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

La direttiva Emission Trading Scheme (ETS): stato di attuazione

La fase I

Il 25 ottobre 2003 è ufficialmente entrata in vigore la Direttiva 2003/87/EC che istituiva uno schema legale per lo scambio di permessi di emissione di CO₂. A questo evento sono seguite:

- l'emanazione nell'ottobre 2004 della cosiddetta Direttiva "Linking", la 2004/101/EC, che emenda la Direttiva Emissions Trading Scheme (ETS) consentendo l'uso dei "crediti" generati attraverso i meccanismi *project-based* del Protocollo di Kyoto (Joint Implementation and Clean Development Mechanisms) per adempiere agli obblighi della direttiva 2003/87/EC, così ampliando la gamma d'opzioni a costo contenuto per le industrie europee.
- la fase di recepimento della direttiva nelle legislazioni dei paesi membri;
- l'identificazione degli impianti industriali coperti dalla direttiva (circa 11.400), che dovevano obbligatoriamente presentare domanda di assegnazione entro il 2004.
- la preparazione di piani nazionali di assegnazione dei permessi di emissione ai suddetti impianti, processo che a partire dal marzo 2004 ha interessato tutti i paesi membri dell'UE inclusi i nuovi entranti e che si è concluso il 20 giugno 2005 con l'approvazione da parte della Commissione Europea dell'ultimo piano rimasto. Tali piani di assegnazione riguardano appunto la prima fase dell'ETS, che copre il periodo 2005-07. In totale la Commissione ha approvato l'allocazione di permessi d'emissione agli impianti industriali per un ammontare di 6,57 miliardi di tonnellate di CO₂.
- i lavori per la creazione del registro elettronico dei permessi di emissione e delle relative transazioni (*Community Independent Transaction Log - CITL*), in grado di mantenere traccia del passaggio di questi titoli da un detentore all'altro quando essi vengono scambiati sul mercato, nonché degli appositi registri nazionali.

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

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

Il primo anno di scambi si è concluso il 31 dicembre 2005. Secondo i termini della Direttiva ETS, entro il 30 Aprile 2006 dovevano dichiarare le loro emissioni per il 2005 e consegnare un equivalente numero di permessi di emissione. A quella data 8.980 impianti dei 21 paesi membri aventi un registro delle emissioni operativo avevano risposto a tale obbligo. Questi rappresentavano il 99% dei permessi assegnati, per un totale di 1785,3 milioni di tonnellate di CO₂ emesse, contro un'assegnazione media annuale di 1829,5 milioni di tonnellate. Gli altri impianti hanno realizzato i loro obblighi nelle settimane successive. La tabella 2.3 mostra la situazione come apparsa al 30/04/2006.

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

Stato Membro	Emissioni di CO ₂ per il 2005 in tonnellate	Impianti che non hanno prodotto un rapporto sulle proprie emissioni entro il 30 Aprile	Quota degli impianti con rapporto verificato delle emissioni	Impianti coperti*	Impianti non adempienti al 30 Aprile	Assegnazioni medie annue dal 2005 al 2007 in tonnellate**	Quote medie annue non assegnate all'inizio in tonnellate***
Austria	33,372,841	0	100.00%	199	0	32,674,905	330,050
Belgio	55,354,096	2	99.90%	309	2	59,853,575	2,545,876
Repubblica Ceca****	82,453,727	39	98.40%	389		96,907,832	348,020
Danimarca	26,090,910	2	98.90%	380	4	31,039,618	2,460,382
Estonia	12,621,824	0	100.00%	43	1	18,763,471	189,529
Finlandia	33,072,638	10	100.00%	578	19	44,587,032	862,952
Francia****	131,147,905	17	99.70%	1075		150,500,685	4,871,317
Germania	473,715,872	13	99.80%	1842	90	495,073,574	3,926,426
Grecia	71,033,294	28	99.50%	141	29	71,135,034	3,286,839
Ungheria	25,714,574	13	99.00%	229	19	30,236,166	1,424,738
Irlanda	22,397,678	0	100.00%	109	0	19,238,190	3,081,180
Italia	215,415,641	208	95.40%	943	647	207,518,860	15,551,575
Lettonia	2,854,424	1	99.90%	92	1	4,054,431	505,760
Lituania	6,603,869	2	99.90%	93	4	11,468,181	797,213
Olanda	80,351,292	0	100.00%	209	0	86,439,031	2,503,305
Portogallo	36,413,004	1	99.90%	243	2	36,898,516	1,262,898
Rep. Slovacca****	25,237,739	0	100.00%	175		30,364,848	7,180
Slovenia	8,720,550	0	100.00%	98	0	8,691,990	66,667
Spagna****	181,063,141		99.10%	800		162,111,391	13,162,130
Svezia	19,306,761	29	99.40%	705	31	22,530,831	678,149
Regno Unito	242,396,039	15	99.90%	768	16	209,387,854	15,527,484
Totale	1,785,337,819		99.10%	9.420		1,829,476,015	73,389,670

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

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

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

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

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

Fonte: Commissione Europea

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

In pratica dunque i dati (verificati indipendentemente) hanno mostrato un livello di emissioni dagli impianti regolati dallo schema ETS inferiore a quello previsto per il 2005. Tale fatto potrebbe indicare già un'efficacia del sistema ed una riduzione delle emissioni già dal primo anno, ma in realtà è probabilmente anche il sintomo di una sovrastima del livello *baseline* delle emissioni e dunque una sovra-assegnazione delle quote a livello di PNA. Questo sembra essere quasi sistematicamente avvenuto per i nuovi paesi membri dell'Unione, entrati nel 2004, probabilmente anche a causa di una generale carenza delle informazioni statistiche alla base delle loro stime (di *baseline*). Il risultato immediato di questa sovrabbondanza di permessi è

stato il crollo dei loro prezzi appena i dati sono stati resi disponibili. Se di sovra-assegnazione si è effettivamente trattato c'è da attendersi che i prezzi dei permessi resteranno bassi fino alla fine della prima fase dell'ETS, nel 2007.

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

- estensione dell'ETS ad altre aree di attività (es. trasporti aerei) e altri gas di serra (ad esempio N₂O dalla produzione di ammoniaca e metano dalle miniere di carbone);
- ulteriore armonizzazione e maggiore prevedibilità (tramite forme di asta dei permessi di emissione, soluzioni al problema dei nuovi entranti o delle chiusure di impianti, armonizzazione dei metodi di assegnazione, adozione di un tetto complessivo alle emissioni per l'Unione Europea dopo il 2012);
- sistemi più robusti per assicurare l'applicazione della direttiva, corredati da eventuali schemi sanzionatori;
- partecipazione di paesi terzi in quanto associati allo schema europeo (il riferimento è ai sistemi di *emission trading* in fase di progettazione in California e alcuni stati del nord-est degli Stati Uniti, o in alcuni stati dell'Australia).

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

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

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

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

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

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

applicherà agli altri PNA non ancora approvati (o non ancora presentati). Tale decisione invia un segnale forte che dovrebbe scoraggiare il relativo lassismo mostrato da parte dei governi nazionali negli ultimi anni e correggere la rotta rispetto alle tendenze registrate nelle emissioni degli ultimi anni.

Tabella 2.4 - Tetto alle emissioni di CO₂ per il periodo 2008-2012: quote annue proposte e quote assegnate

Stato Membro	Quote CO₂ proposte (milioni di t)	Quote CO₂ assegnate, (milioni di t)
Belgio	63.3	58.5
Germania (1)	482	453.1
Grecia	75.5	69.1
Irlanda	22.6	21.15
Lettonia	7.7	3.3
Lituania (2)	16.6	8.8
Lussemburgo	3.95	2.7
Malta	2.96	2.1
Olanda	90.4	85.8
Slovacchia (3)	41.3	30.9
Svezia (4)	25.2	22.8
Regno Unito (5)	246.2	246.2
Totale	482	860.1

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

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

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

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

(5) Impianti ed emissioni aggiuntive per 9.5 milioni di t. sono inclusi nel secondo periodo di scambi.

Fonte: Commissione Europea

Tale decisione tuttavia ha scatenato reazioni di aperta contestazione da parte della Germania, che ha deciso di ignorare apertamente questo ulteriore taglio alle emissioni richiesto dalla Commissione ed un eventuale ricorso alle vie legali che Bruxelles potrebbe intraprendere. La riduzione ulteriore richiesta alla Germania è del 6% rispetto al piano da essa presentato a giugno e del 2,5% rispetto ad un piano rivisto proposto a fine novembre. Nel caso tedesco la Commissione ha anche rifiutato, come contraria allo spirito dell'ETS, una proposta di normativa per i nuovi impianti industriali di generazione elettrica, che li esenterebbe da qualunque riduzione delle emissioni di CO₂ nei primi 14 anni a patto di integrare da subito piani per l'inclusione di dispositivi per la cattura e lo stoccaggio della CO₂. La posizione tedesca tuttavia sembra essere più quella di decidere autonomamente dove effettuare delle riduzioni di emissioni (ad esempio in settori diversi dalle industrie coperte dall'ETS) che quella di rifiutare tout-court dei limiti alle proprie emissioni come previsto dal Protocollo di Kyoto e dall'*European Burden Sharing Agreement*. Un altro governo che mostra una posizione negoziale piuttosto rigida rispetto alla Commissione e minaccia di ricorrere alla Corte Europea contro queste decisioni è quello Slovacco. Altri, dopo iniziali proteste, si stanno mostrando più arrendevoli.

Il dibattito sull'inclusione del settore Trasporto Aereo

Secondo il Protocollo di Kyoto le emissioni di CO₂ originate dal trasporto aereo interno sono soggetti ai limiti sulle emissioni, tuttavia i voli internazionali sono esclusi. Il 6° Programma di Azione Ambientale, come già sottolineato, impegnava l'UE a prendere specifiche iniziative per ridurre le emissioni di gas a effetto serra dal trasporto aereo qualora tali misure non fossero state prese dalla *International Civil Aviation Organization* (ICAO), l'organismo internazionale preposto all'aviazione civile, entro 2002. L'ICAO non ha intrapreso azioni di questo tipo, pur avendo accettato il concetto dell'*Emissions Trading*.

Riconoscendo che l'*emission trading* ha un ruolo potenzialmente importante in un pacchetto di misure dirette a ridurre l'impatto del trasporto aereo sul clima il Parlamento Europeo il 4 Luglio 2006 ha preso posizione in favore della inclusione del trasporto aereo nell'EU ETS e chiesto alla Commissione di produrre uno studio d'impatto su questo tema, nonché di proporre un progetto di inclusione specificandone i parametri principali (tetto alle emissioni, sistema di allocazione

iniziale, estensione geografica, scelta dei partecipanti (operatori, compagnie aeree, o aeroporti)), nonché proposte per l'applicazione di un tale schema al di fuori dell'Unione Europea.

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

Una proposta da parte della Commissione discussa a margine degli incontri di Nairobi ha suscitato un vivace dibattito sia per i vincoli (dal 1° gennaio 2011) nelle emissioni da parte delle compagnie aeree con voli aventi provenienza o destinazione nell'UE, sia per l'opposizione generale degli Stati Uniti e delle compagnie aeree aderenti allo IATA (International Air Transport Association) che vedono nelle decisioni adottate una misura unilaterale dell'UE con seri impatti sulle loro attività. Questa misura resta in fase di studio.

I primi passi del Sistema Europeo di *Emission Trading*: un bilancio

Il mercato dei permessi di emissione ai sensi della Direttiva ETS si è aperto ufficialmente nel gennaio 2005, cioè quando ancora diversi PNA non erano stati approvati. Gli scambi sono avvenuti inizialmente per quantità modeste e tramite l'intermediazione di alcune società di trading e di "borse" già specializzate negli scambi di contratti a pronti ed a termine per la fornitura di prodotti energetici (in particolare mercato elettrico).⁷ I prezzi iniziali oscillavano fra gli 8 e i 12 €/ton CO₂ ma già verso la metà del 2005 erano saliti intorno ai 20 €/ton CO₂. A partire dalla fine del 2005 i prezzi hanno cominciato a salire fino a toccare, verso la fine di aprile, i 29 €/ton, e le aspettative prevedevano ulteriori aumenti.

Quando, il 25 di aprile, sono stati pubblicati i primi dati sulle emissioni verificate, per l'Olanda e la Repubblica Ceca, degli impianti soggetti alla Direttiva ETS, è emerso il fatto che le emissioni per questi due paesi erano rispettivamente del 7% e del 15% inferiori alle quote assegnate. L'impatto immediato sui prezzi delle quote di emissione assegnate è stato una diminuzione del 10%. Annunci simili per le emissioni della Francia e Belgio hanno portato i prezzi il 28 aprile a 13,35 €/ton, cioè meno della metà di quelli di una settimana prima. L'aggiustamento dei prezzi, una volta che il mercato ha preso atto del fatto che non c'era scarsità di permessi di emissione, è stato brusco e rapido. Quando il quadro sulle emissioni verificate si è definito per tutti i 23 paesi partecipanti, a metà maggio, si è capito che le industrie interessate dal sistema di ETS per il 2005 avevano emesso meno tonnellate di CO₂ di quanti erano i permessi di emissione ad esse assegnati per lo stesso anno (figura A). A quel punto i prezzi si sono assestati fra i 13 e i 16 €/ton e sono rimasti intorno a quel livello fino alla fine di settembre, quando si è verificata un'ulteriore riduzione. Alla fine di novembre i prezzi erano scesi ancora a circa 8 €/ton, un livello pari a quello visto all'avvio del sistema nel 2005.

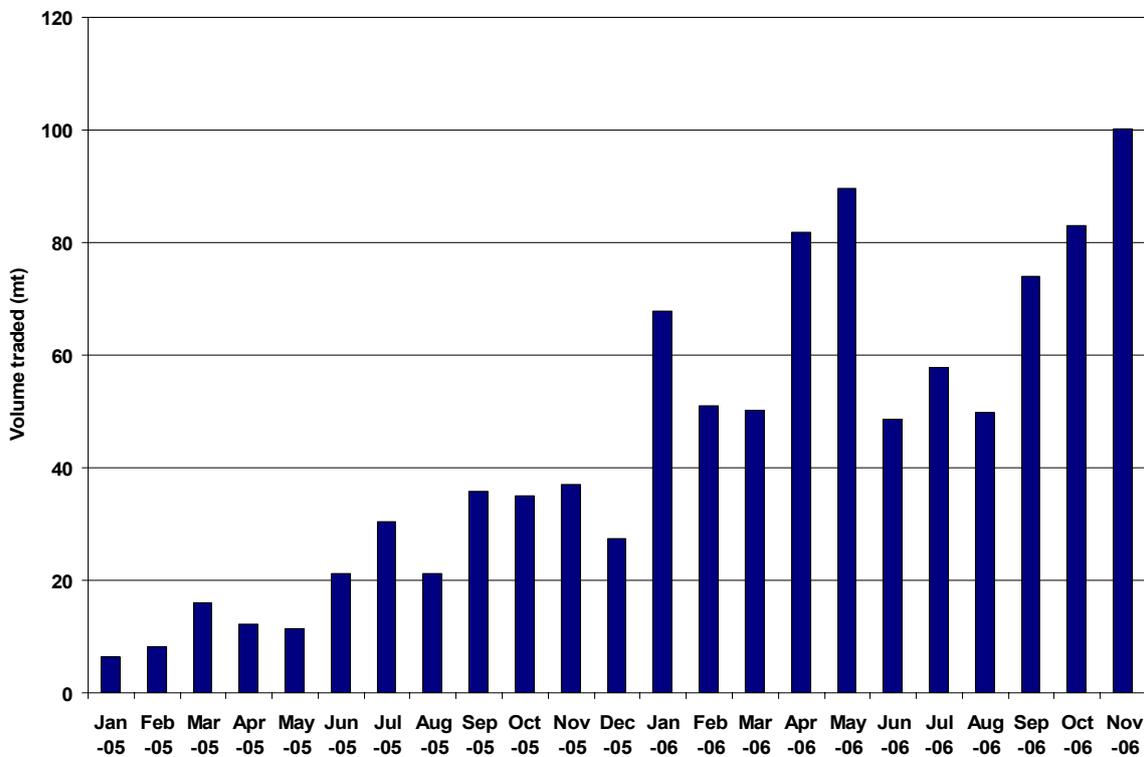
⁷ Queste si sono poi consorziate creando alcuni "borse" per tali scambi (Powernext Carbon, partita nel giugno 2005, Nordpool)

Figura A – Sistema europeo di *Emission Trading*: prezzi (€/ton)



Fonte: Commissione Europea, DG ENV, Point Carbon

Figura B - Sistema europeo di *Emission Trading*: volumi scambiati (mt)



Fonte: European Commission DG ENV, Point Carbon

A questo punto si pongono alcuni interrogativi. Intanto, un livello di prezzi come quello attuale è dovuto effettivamente ad un eccesso di assegnazione di permessi? E ancora, come si spiega un simile andamento dei prezzi dei permessi d'emissione?

Come si ricorderà l'idea dietro la creazione dell'ETS era quella di creare, attraverso il tetto alle emissioni, una situazione di scarsità, così che il valore (prezzo) dei permessi di emissione di CO₂ potesse salire, creando a sua volta un incentivo vigoroso a ridurre ulteriormente le emissioni. Con l'ETS il prezzo delle emissioni o "*carbon price*" non è determinato arbitrariamente da una tassa, bensì dal mercato, ma una delle principali determinanti del prezzo è il livello cui è fissato il tetto. Quando, a febbraio-marzo del 2006 si assisteva alla progressiva ascesa dei prezzi delle emissioni, trainati, dai prezzi del gas naturale, l'opinione corrente era che il sistema europeo di *Emission Trading* funzionasse, nel senso di essere capace di creare un sistema di prezzi tale da stimolare la riduzione delle emissioni. L'opinione era che anzi, funzionasse anche troppo bene, provocando addirittura spinte insostenibili sui prezzi di prodotti come l'energia elettrica e problemi di competitività alle imprese *energy intensive*. A un prezzo di 30€/ton, l'incentivo è più forte che ad un prezzo di 15€/ton, e assai più forte che agli attuali 7-8€/ton.

A fine maggio, dopo il crollo dei prezzi delle emissioni, l'opinione sull'efficacia dell'ETS si era in buona parte ribaltata: il vincolo sulle emissioni era troppo lasco, le industrie con la loro attività di *lobbying* (e in particolare alcuni governi nazionali con il loro interesse a difendere la competitività delle imprese nazionali) erano riusciti, per la fase I del sistema, ad ottenere un'assegnazione iniziale di permessi di emissione troppo generosa, di fatto sabotando il sistema.

Un interessante studio di D. Ellerman e B. Buchner mostra che la realtà può essere più ambigua⁸. I due studiosi si pongono, di fatto, il problema se non esista anche un'altra spiegazione (oltre la sovra-assegnazione di permessi) alla differenza registrata fra assegnazioni ed emissioni verificate nel 2005, pari, secondo le loro stime, a circa il 4%. L'altra spiegazione possibile, che non è alternativa alla prima, è che le industrie abbiano effettuato in una certa misura un abbattimento delle emissioni.

Un primo elemento da tenere presente è che la decisione su quale tetto alle emissioni stabilire, per ciascun paese, è stata presa in condizioni di informazione imperfetta. I termini di riferimento per quella decisione, a livello nazionale, sono stati i dati più recenti disponibili per i consumi energetici e le emissioni dei settori interessati (dati che in quel momento si riferivano al 2002-2003) e i livelli tendenziali delle emissioni degli stessi settori proiettati per il periodo 2005-2007. Ora questi livelli tendenziali (o proiezioni di *baseline*) sono un costrutto teorico che si basa su alcune ipotesi relative al livello di attività economica, sull'assunzione di invarianza delle politiche pubbliche in materia energetica/ambientale e di costanza dei trend sui prezzi dell'energia. Valori di questo tipo sono dunque intrinsecamente difficili da verificare. A priori un'assegnazione di permessi superiore ai livelli tendenziali di emissione potrebbe costituire una sovra-assegnazione (a posteriori potrebbe non essere il caso). Secondo Ellerman e Buchner, meno corretto sarebbe considerare come sovra-assegnazione un caso in cui le riduzioni delle emissioni imposte rispetto al livello tendenziale non fossero molto ambiziose. Ma, dal momento che le ipotesi di partenza sulla *baseline* relative al livello di attività degli impianti ed ai prezzi dell'energia raramente si verificano come previsto, resta difficile, a posteriori, districare l'effetto di queste altre variabili dall'impatto della *policy* adottata (in questo caso l'*Emission Trading*). Quel che è chiaro è che perché un sistema come l'*Emission Trading* funzioni, non è possibile che tutti i partecipanti siano deficitari (o potenziali compratori) di permessi: qualcuno deve poter vendere le proprie eccedenze. Allo stesso tempo, affinché un sistema come l'*Emission Trading* dispieghi i suoi effetti (ridurre le emissioni e stimolare l'adozione di tecnologie a minore intensità di carbonio), una certa misura di scarsità deve verificarsi.

L'analisi di Ellerman e Buchner, sulla base del fatto che quasi nessuno degli impianti registra un deficit, mentre il surplus complessivo di permessi rispetto alle emissioni effettive supera il 15%, indica che per paesi come Lituania, Lettonia, Danimarca, Finlandia, Estonia, Polonia, Lussemburgo, Slovacchia, e Repubblica Ceca si è effettivamente verificata una sovra-assegnazione di permessi. Più difficile dire se il caso opposto (una sotto-assegnazione) si è verificato in paesi che si sono rivelati chiaramente deficitari come il Regno Unito e l'Irlanda (dove il deficit supera il 15%) ed in misura assai minore, la Spagna e l'Italia⁹. Per i casi intermedi, i due autori ricorrono ad un indicatore di sovra-assegnazione più fino, il rapporto fra la percentuale di deficit (o surplus) netta e quella di deficit (o surplus) lorda, che risulta in un valore compreso fra 1 e -1¹⁰. Tale indicatore conferma che per paesi con valore dell'indicatore compreso fra 0,6 e 1 i sospetti di sovra-assegnazione sono forti (alla lista di cui sopra occorre aggiungere la anche la Francia, l'Ungheria e la Slovenia) in quanto è difficile credere che surplus di quelle dimensioni possano essere stati realizzati attraverso uno sforzo di abbattimento delle emissioni. Per quanto riguarda paesi

⁸ Denny Ellerman e Barbara Buchner: "Overallocation or abatement? A preliminary analysis of the EU ETS based on the 2005 Emission data". Nota di lavoro 139.2006, Fondazione Enrico Mattei. Novembre 2006.

⁹ Nel caso italiano, i due autori ci informano che la copertura della posizione deficitaria netta è stata raggiunta circa per la metà con l'utilizzo di quote per gli anni successivi e per il resto con acquisti di permessi da altri paesi

¹⁰ Le allocazioni e le emissioni sono calcolate impianto per impianto. A livello di paese si ha un deficit netto quando le posizioni deficitarie nell'insieme sono maggiori di quelle eccedentarie, nonostante ci siano comunque impianti deficitari (di quote allocate) ed impianti eccedentari (sempre di quote allocate). Quando tutti gli impianti registrano un surplus l'indicatore assume un valore pari ad 1 perché surplus netto e lordo coincidono. Se almeno uno degli impianti deve acquistare permessi, il surplus lordo del paese sarà più elevato del surplus al netto degli acquisti di permessi e l'indicatore assumerà un valore inferiore ad 1.

come la Germania, la Svezia e l'Olanda (valore dell'indicatore fra 0,4 e 0,6), nonostante il margine di surplus sia cospicuo, escludere che questo sia almeno in parte risultato di un abbattimento delle emissioni risulta più difficile. A valori dell'indicatore compresi fra -0,4 e +0,4 la posizione è relativamente bilanciata: la sovra-assegnazione può essere esclusa (in questo intervallo troviamo Spagna, Italia, Austria, Grecia, Belgio e Portogallo). A maggior ragione può essere esclusa per Regno Unito ed Irlanda (indice compreso fra -0,8 e -0,6).

Per quanto riguarda la posizione relativa dei vari settori interessati dall'ETS, Ellerman e Buchner affermano che il settore della produzione di energia elettrica e calore è risultato complessivamente deficitario mentre gli altri settori (ferro e acciaio, cemento, raffinazione, cellulosa e carta, vetro, ceramica e laterizi) sono complessivamente eccedentari.

Per quanto riguarda l'abbattimento, i due autori svolgono un'analisi dettagliata delle proiezioni di *baseline* per i 25 paesi UE, nonché dei loro trend in termini di intensità energetica e carbonica. L'analisi li porta a concludere che la continuazione dei trend (in assenza di ETS) avrebbe portato le emissioni del 2005 ad un livello fra il 7% e il 10% superiori ai livelli effettivamente realizzati. Su questa base, ed anche tenendo conto di forti sovrastime nelle *baseline* dei nuovi paesi membri, essi affermano che una certa misura di abbattimento nel 2005 sia veramente difficile da escludere. Di fatto essi ribaltano la tesi: in considerazione del fatto che, comunque, un prezzo significativamente superiore a zero viene ancora pagato per le quote di emissione e che il livello di attività economica dei settori interessati è cresciuto nel periodo considerato, bisogna presumere che almeno una parte dell'eccesso di permessi di emissione nel 2005 sia il risultato di un processo di abbattimento.

Ricordando che la prima fase dell'ETS era già prevista come un periodo di prova, questo sarebbe comunque un risultato positivo. Le negoziazioni relative alla fase II possono ancora tenere conto delle informazioni prodotte dalla fase sperimentale e correggere il tiro. In questo senso, e alla luce degli eventi si può concludere che il rigore della Commissione nella definizione dei PNA nella fase I abbia giocato un ruolo positivo nel corretto funzionamento del sistema, e che per la fase II un analogo ruolo (per quanto differenziato caso per caso) si renda necessario in vista degli obiettivi di Kyoto.

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi delle quote, la loro relazione con le assegnazioni iniziali di quote è chiaramente una determinante fondamentale, ma non la sola. In questo anno e mezzo di funzionamento dell'ETS altri fattori hanno fatto sentire la propria importanza. Intanto, come è noto, il livello delle emissioni di un impianto dipende da diverse variabili fra cui: il *mix* di combustibili utilizzati (quelli fossili danno chiaramente luogo ad emissioni di CO₂ ed altri GHG, e fra quelli fossili il carbone produce più emissioni dei prodotti petroliferi e del gas naturale a parità di energia resa); il livello di attività dell'impianto (più produce, più consuma fonti energetiche); le tecnologie energetiche e i processi utilizzati; le condizioni climatiche normali e quelle contingenti. Uno stesso impianto normalmente ha una capacità limitata di far variare i propri parametri operativi in funzione delle circostanze: può far variare il carico, e solo in alcuni casi può far variare il mix di combustibili utilizzati. Un operatore che controlla diversi impianti ha una misura di flessibilità maggiore su quali impianti tenere in funzione e quali tenere in *stand-by* o far andare a carico ridotto. Questi elementi di flessibilità sono importanti per capire che in una certa misura, l'operatore può variare la quantità ed il mix di combustibili utilizzati in funzione di un altro fattore importante, cioè il prezzo degli stessi (sia attuale che atteso).

Variazioni nei prezzi di petrolio e gas come quelle sperimentate nel 2005 e nel 2006 hanno necessariamente modificato la convenienza relativa dei vari combustibili: in particolare fintanto che i prezzi di petrolio e gas (ricordiamo che quello del gas è in parte ancorato a quello del petrolio) sono rimasti alti cioè fino a settembre 2006, le industrie interessate dal Sistema di *Emission Trading* hanno avuto un incentivo a utilizzare meno gas o prodotti petroliferi e più carbone (nei limiti della loro possibilità tecnica di farlo). Poiché però questo spostamento dava luogo a maggiori emissioni di CO₂ rispetto ai piani o alle assegnazioni iniziali, le industrie dovevano coprirsi con l'acquisto di quote di emissione. Questo fatto ha determinato un aumento della domanda di quote di emissione e conseguentemente un aumento del loro prezzo, fatto che è risultato chiaramente evidente nel periodo da dicembre 2005 ad aprile 2006 (con la crisi delle forniture di gas), ma di cui sono ben visibili i sintomi anche in tutto il 2005 in concomitanza con i prezzi crescenti degli idrocarburi. Una delle ragioni per cui il prezzo delle quote di emissione è rimasto sui 13-15€/t fino ad agosto, nonostante l'evidente presenza di un surplus già da fine aprile, è proprio il continuo allarme sui prezzi del petrolio, che hanno sfiorato gli 80\$/bl ad agosto a causa di forti tensioni sullo scenario mediorientale. Dopo quella data, con l'attenuarsi della crisi libanese e una situazione meteorologica più calma del previsto nel Golfo del Messico, le aspettative di prezzi petroliferi elevati si sono ridimensionate, e con esse quelle sui prezzi del gas, il che ha fatto scivolare verso il basso anche i prezzi delle quote di emissione fino al livello attuale di 7-8€/t. Naturalmente questa situazione di relativa calma sul fronte dei prezzi degli idrocarburi può cambiare repentinamente nel corso del prossimo inverno, e con essa i prezzi delle quote di emissione.

Infine un ulteriore elemento che pesa sul prezzo delle quote è la maggiore o minore offerta di Certified Emission Reduction Units proposti sulla base dei CDM, che possono essere anche essi utilizzati nell'ambito

dell'ETS europeo. Attualmente, grazie all'offerta di progetti di CDM messa in campo dalla Cina, esiste una significativa disponibilità di CERU a prezzi inferiori ai 10€/t.

La Strategia Tematica sull'Inquinamento Atmosferico (COM(2005)446), il programma Clean Air For Europe (CAFE) e la Direttiva CAFE on Ambient Air Quality and Cleaner Air for Europe (COM(2005) 447)

Nonostante i notevoli miglioramenti registrati a livello europeo sulla qualità dell'aria, l'inquinamento atmosferico continua ad avere gravi ripercussioni sulla salute dei cittadini e sull'ambiente. Per rispondere a questa situazione è stata riconosciuta la necessità di formulare una "strategia tematica sull'inquinamento atmosferico" al fine di "raggiungere livelli di qualità dell'aria che non comportino rischi o impatti negativi per la salute umana e per l'ambiente". Dopo la Comunicazione relativa al programma *Clean Air for Europe* (CAFE) la Commissione Europea ha tentato una valutazione sul grado di efficacia della normativa vigente e sulla sua capacità di realizzare gli obiettivi del Sesto Programma per l'Ambiente entro il 2020. Tale esercizio ha prodotto una proposta di strategia tematica per una migliore qualità dell'aria e la protezione della salute umana e dell'ambiente, presentata il 21 settembre 2005 (Comunicazione COM(2005)446-Strategia tematica sull'inquinamento atmosferico). La Strategia mira ad ottenere entro il 2020 una riduzione del 40% nel numero di morti premature provocate dall'inquinamento atmosferico, e a ridurre l'area di foreste ed altri ecosistemi danneggiati dall'inquinamento dell'aria. Per quanto si rivolga a tutti gli inquinanti atmosferici la strategia presta speciale attenzione al particolato fine e all'ozono al livello del suolo, in quanto essi costituiscono la principale minaccia per la salute umana. La strategia propone dunque una regolamentazione più severa del particolato sottile (cosiddetto PM 2,5) ed una riorganizzazione di tutta la normativa sulla qualità dell'aria accorpando i vari strumenti legislativi in un'unica Direttiva sulla qualità dell'aria. La nuova direttiva proposta in concomitanza con la strategia è contenuta nella Comunicazione COM(2005) 447, (denominata Direttiva on *Ambient Air Quality and Cleaner Air for Europe*) ma rimasta a livello di proposta.