

1. STATO DEI SERVIZI: ELEMENTI DI CONTESTO

INTRODUZIONE

Nel 2000 è proseguito il processo di apertura dei settori energetici regolati dall'Autorità.

Con l'attuazione della Direttiva europea 98/30/CE è stata avviata la liberalizzazione del settore del gas, che raggiungerà un traguardo significativo nel 2003 allorché tutti i consumatori avranno la possibilità di scegliere il proprio fornitore. All'emanazione del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, hanno fatto seguito adempimenti normativi da parte sia del Governo, sia dell'Autorità volti a definire l'assetto organizzativo del settore e delle sue infrastrutture, nonché le nuove regole tariffarie per i clienti vincolati.

Nel settore elettrico l'approvazione della disciplina di funzionamento della borsa dell'elettricità ha posto le premesse per avviare l'operatività del mercato regolamentato delle contrattazioni. Sono stati definiti gli indirizzi per assicurare l'operatività dell'Acquirente Unico, soggetto che dovrà agire sul mercato borsistico dell'elettricità a garanzia degli utenti vincolati, accrescendone allo stesso tempo lo spessore.

In ambito europeo si sono intensificati gli sforzi, peraltro non ancora pienamente giunti a compimento, volti a individuare strumenti capaci di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti nel mutato contesto di mercato. Attraverso la formulazione di una proposta di una nuova direttiva energetica, la Commissione europea ha rilanciato l'esigenza di raccordare i tempi e le modalità dei processi di apertura dei due settori, nella prospettiva di un mercato integrato a livello continentale. A finalità analoghe risponde la definizione di nuovi meccanismi tariffari che mirano a rendere più fluidi gli scambi internazionali di elettricità.

La liberalizzazione dei servizi energetici è avanzata nonostante la prosecuzione delle fase espansiva dei corsi internazionali dei combustibili e l'aumento della loro volatilità. L'obiettivo di attenuare gli effetti sui prezzi interni dell'andamento delle quotazioni petrolifere ha suggerito al Governo il varo di misure di temporanea detassazione della fiscalità sui prodotti energetici, in particolare sul metano impiegato nei processi industriali, e la sospensione dell'adeguamento per l'anno in corso delle aliquote della *carbon tax*. L'esigenza di non ostacolare lo sviluppo concorrenziale del mercato elettrico si è riflessa nella razionalizzazione della fiscalità gravante sui consumi.

Importanti novità normative hanno caratterizzato la materia ambientale. In Italia, le innovazioni di maggiore rilievo hanno riguardato le misure di contrasto dell'inquinamento elettromagnetico e gli incentivi a sostegno dei progetti di risparmio energetico negli usi finali dell'elettricità e del gas. In pre-

senza del sostanziale stallo registratosi nei negoziati internazionali sull'applicazione del protocollo di Kyoto, è proseguita l'azione di impulso dell'Unione europea nel promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili, anche per il tramite di meccanismi di "certificati verdi" e del miglioramento dell'efficienza energetica.

I MUTAMENTI DEL QUADRO ISTITUZIONALE

L'attuazione del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

Il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, con cui si è attuata la Direttiva europea 98/30/CE, costituisce un'occasione fondamentale di sviluppo e rafforzamento del settore del gas naturale in Italia. La liberalizzazione del mercato del gas, giustificata dall'evoluzione del settore e dalle scelte dell'Unione europea, rappresenta un'opportunità di sviluppo da cui trarranno beneficio i consumatori e le imprese, attraverso nuovi stimoli per la competitività e la crescita.

L'ingresso di nuovi operatori, anche attraverso la costruzione di nuovi impianti di rigassificazione, può costituire un importante stimolo concorrenziale per l'intero sistema senza necessariamente comportare un indebolimento della posizione contrattuale della maggiore impresa nazionale sul mercato degli approvvigionamenti.

Il dlgs. n. 164/00, nel dare attuazione all'art. 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144, ha ridisegnato interamente la struttura del settore del gas in Italia, prevedendo che le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale siano libere e aperte alla concorrenza, nei limiti previsti dal medesimo decreto.

Principali finalità della liberalizzazione sono:

- integrare il mercato nazionale in quello europeo anche per accrescere la sicurezza dell'approvvigionamento con azioni coordinate e in un contesto di reciprocità;
- conseguire maggiore efficienza nell'erogazione dei servizi con conseguente abbattimento dei costi;
- rilanciare l'imprenditorialità nel rispetto dei diritti degli utenti e della tutela dell'ambiente.

Nel medio periodo, il gas naturale è destinato ad avere un ruolo crescente nel soddisfacimento della domanda di energia dei paesi europei a motivo della necessità di diversificare le fonti di energia primaria e del suo minore

impatto ambientale. Nelle previsioni al 2010, l'Italia appare il paese europeo caratterizzato dalla più elevata crescita dei consumi: quasi 26 miliardi di mc, pari a un aumento di circa il 40 per cento rispetto al 1999 e a un quarto dell'intero incremento previsto per l'Unione europea. La crescita della domanda di gas è guidata dal crescente impiego di questo combustibile nella generazione di elettricità. Le liberalizzazioni dei due mercati del gas e dell'energia elettrica si sostengono a vicenda, stante la crescente convergenza tra i due comparti.

Il dlgs. n. 164/00 ha imposto requisiti stringenti di separazione contabile e societaria, optando per un regime di accesso alla rete e ai servizi di rete regolato dall'Autorità e accelerando l'apertura del mercato libero.

Il nuovo contesto normativo identifica le attività che, pur libere e aperte alla concorrenza, sono regolate dall'Autorità, gli ambiti in cui le stesse attività sono esercitate, le imprese che operano nel sistema nazionale del gas, i clienti e, tra questi, quelli idonei. L'Autorità ha il compito di vigilare sull'applicazione della normativa per questi ultimi. Il 18 ottobre 2000 l'Autorità ha approvato la [delibera n. 193](#) che definisce modalità sia per la loro individuazione da parte delle imprese del gas, sia per il monitoraggio del mercato, allo scopo di contribuire all'avvio di un corretto funzionamento dell'intero sistema del gas e alla trasparenza di tale mercato.

Tra le attività regolate rientrano quelle di trasporto e dispacciamento, esercitate attraverso reti di gasdotti (con le relative pertinenze infrastrutturali, quali gli impianti di compressione, di riduzione e regolazione della pressione) nell'ambito del sistema nazionale del gas.

Sullo scorcio del 2000 l'Autorità ha varato la riforma delle tariffe per distribuzione e fornitura del gas naturale ([delibera 28 dicembre 2000, n. 237](#); si veda il Capitolo 4). Il provvedimento adegua i valori tariffari ai costi, riducendo le eccessive differenze geografiche; separa l'attività di distribuzione da quella di vendita per consentirne la liberalizzazione; predispose il sistema tariffario per l'esercizio della libertà di scelta del fornitore da parte di tutti i consumatori.

Con una direttiva emanata contestualmente al provvedimento tariffario, l'Autorità ha stabilito le condizioni di sicurezza delle reti di distribuzione del gas e di continuità della fornitura: obblighi di ricerca delle fughe di gas, di verifica dell'odorizzazione del gas e di miglioramento del servizio di pronto intervento. Tali attività fino a oggi non erano regolate ed erano svolte secondo standard non uniformi dai circa 750 distributori operanti in Italia.

Per quanto riguarda l'attività di distribuzione, l'Autorità ha il compito di predisporre un contratto tipo, di emanare un regolamento per lo svolgimento delle attività "post-contatore" e di segnalare le aziende di distribuzione che possono essere autorizzate a svolgere transitoriamente attività di vendita.

L'Autorità ha inoltre competenze in materia di risoluzione di controversie.

Per quanto riguarda l'accesso e l'utilizzo regolato delle attività di trasporto e dispacciamento del sistema nazionale del gas, come previsto dall'art. 2, comma 12, lettera d) della legge n. 481/95, l'Autorità *“propone la modifica delle clausole delle concessioni e delle convenzioni, comprese quelle relative all'esercizio in esclusiva, delle autorizzazioni, dei contratti di programma in essere e delle condizioni di svolgimento dei servizi, ove ciò sia richiesto dall'andamento del mercato o dalle ragionevoli esigenze degli utenti, definendo altresì le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti, ove previsti dalla normativa vigente”*.

Il dlgs. n. 164/00 ha definito le norme per la disciplina dell'accesso al sistema nazionale del gas, stabilendo l'obbligo per le imprese di gas naturale di permettere l'accesso alle infrastrutture a coloro che ne facciano richiesta nel rispetto delle condizioni tecniche. L'accesso non può essere rifiutato se il cliente sostiene il costo delle opere necessarie per colmare la carenza di capacità o di connessione.

Il dlgs. n. 164/00 ha inoltre stabilito (art. 9) i criteri in base ai quali il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato individua la rete nazionale di gasdotti. A tale fine, il decreto ministeriale 22 dicembre 2000 ha definito la rete nazionale dei gasdotti come costituita da circa 7.900 km di gasdotti in esercizio, di cui 7.620 di proprietà di Snam, 132 della società TMPC e i restanti 120 circa di Edison Gas. Per differenza sono individuate le reti di gasdotti che operano il trasporto in ambito prevalentemente regionale, tenuto conto che le reti di gasdotti e i connessi impianti impiegati per la distribuzione intesa come servizio pubblico locale rientreranno, al termine dell'affidamento da assegnare con gara, nella piena disponibilità degli enti locali.

A tale fine, la delibera n. 237/00, definisce l'impianto di distribuzione *“una rete di gasdotti locali integrati funzionalmente, per mezzo dei quali è esercitata l'attività di distribuzione”* specificando che esso *“è costituito dall'insieme di punti di alimentazione della rete di gasdotti locali, dalla stessa rete, dai gruppi di riduzione e/o dai gruppi di riduzione finale, dagli impianti di derivazione di utenza fino ai punti di consegna o di vendita e dai gruppi di misura”*.

Nel marzo del 2001 l'Autorità ha posto in consultazione le proposte per garantire alle imprese che vogliono cedere gas l'accesso e l'utilizzo delle reti di trasporto in condizioni di neutralità e di massima imparzialità. Il [documento](#) definisce i criteri ai quali le imprese che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento dovranno attenersi nella redazione dei propri “codici di rete”, ovvero dell'insieme delle regole e delle modalità per la gestione e il funzionamento in sicurezza della rete, inclusi i relativi obblighi in capo alle imprese.

La definizione dei codici di rete costituisce un passaggio fondamentale per l'apertura del mercato del gas a una pluralità di operatori. I codici elaborati dalle imprese saranno sottoposti all'approvazione dell'Autorità che ne verificherà la rispondenza ai criteri stabiliti e la loro conformità a un modello standard. È prevista una procedura per l'aggiornamento dei codici per agevolare l'adattamento all'evoluzione dei mercati.

Le proposte dell'Autorità considerano inoltre i criteri di regolazione della congestione nel caso di insufficiente disponibilità di capacità di trasporto. Disposizioni transitorie prevedono un'applicazione semplificata della normativa nel biennio iniziale per accelerare l'apertura del mercato.

Di grande rilievo per assicurare un'efficace apertura del settore del gas sarà la disponibilità di informazioni relative ai contratti di importazione e alle capacità di connessione. Sul *Bollettino degli Idrocarburi* verranno resi pubblici dati relativi alla quota di capacità di trasporto impegnata per operazioni di commercio internazionale di gas e a nuovi impegni contrattuali, riferiti a un periodo non inferiore a dieci anni, tenendo conto dei margini di funzionamento della rete.

Il 27 marzo del 2001 il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha firmato due decreti relativi il primo alle importazioni, il secondo agli stoccaggi di gas.

Il primo provvedimento individua i requisiti necessari per ottenere dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato l'autorizzazione a importare gas dai Paesi extracomunitari. Il decreto prevede la verifica delle garanzie economiche e finanziarie di cui il richiedente deve essere in possesso per effettuare l'approvvigionamento e il trasporto di gas fino alla frontiera italiana. Sono inoltre disposte alcune misure di semplificazione amministrativa, le modalità per consentire le forniture *spot* attraverso metanodotti e gli impegni per garantire che l'investimento in infrastrutture sia orientato alla diversificazione geografica degli approvvigionamenti.

Il secondo decreto disciplina l'accesso da parte di terzi ai giacimenti di gas in via di esaurimento o in fase di avanzata coltivazione ai fini della loro riconversione in depositi di stoccaggio minerario e strategico. Il provvedimento mira ad adeguare la capacità di stoccaggio alla luce delle previsioni sulla crescita dei consumi interni e delle importazioni. È prevista una procedura concorrenziale, con un versamento di una cauzione a titolo d'indennizzo per il precedente utilizzatore. Sono fissate le modalità di individuazione dei giacimenti potenzialmente idonei alla trasformazione in stoccaggio e vengono stabilite le modalità per l'accesso ai connessi dati tecnici. Si definiscono, infine, le modalità per la presentazione delle domande di concessione e i criteri con cui il ministero selezionerà le richieste per le nuove concessioni.

Verso la disciplina del nuovo mercato elettrico

L'organizzazione del mercato elettrico

Con l'approvazione da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato della disciplina del mercato elettrico e della Direttiva per l'operatività della società Acquirente Unico, si sono compiuti atti procedurali rilevanti ai fini del completamento del disegno istituzionale del nuovo regime concorrenziale dell'energia elettrica, previsto dal dlgs. n. 79/99. La piena operatività del Gestore del mercato sarà tuttavia raggiunta solo quando verranno definiti gli aspetti procedurali del mercato elettrico. In tale quadro anche l'Acquirente unico potrà esercitare pienamente le funzioni di acquisto e vendita di energia elettrica su tale mercato.

Il documento predisposto dal Gestore del mercato elettrico e approvato dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (*Disciplina del mercato elettrico, ai sensi dell'art. 5 del dlgs n. 79/99*) prevede l'organizzazione di un mercato elettrico articolato in un *mercato del giorno prima dell'energia*, che si svolge in un'unica sessione relativa al giorno successivo, nel quale hanno luogo le contrattazioni di energia, tramite offerte di vendita e di acquisto; un *mercato di aggiustamento*, articolato in due sessioni, la prima successiva al mercato del giorno prima e la seconda all'inizio del giorno a cui le contrattazioni si riferiscono, nel quale si rendono possibili variazioni degli impegni di acquisto e di vendita dell'energia rispetto a quelli contrattati nel giorno prima; un *mercato per la risoluzione delle congestioni*, in un'unica sessione successiva alla prima sessione del mercato di aggiustamento, nel quale vengono raccolte offerte degli operatori per incrementi o diminuzioni della produzione o dei consumi, che verranno utilizzate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale per azioni di ridispacciamento finalizzate alla risoluzione di eventuali congestioni di rete e all'uso efficiente della rete stessa; un *mercato della riserva*, in un'unica sessione successiva al mercato per la risoluzione delle congestioni, nel quale, sulla base delle offerte presentate dagli operatori, vengono selezionate le risorse che forniscono la potenza di riserva necessaria al Gestore della rete di trasmissione nazionale per garantire la sicurezza del servizio elettrico; un *mercato del bilanciamento*, in diverse sessioni, per compensare gli scostamenti di immissioni e prelievi effettivi di energia elettrica sulla rete rispetto ai corrispondenti impegni assunti nel mercato del giorno prima e di aggiustamento.

La funzionalità e il perseguimento degli obiettivi assegnati agli istituti del mercato elettrico e dell'Acquirente unico si esplicano solo in un quadro di effettiva concorrenza, come mostrano alcune esperienze estere, tra cui quella californiana. Il mercato elettrico italiano appare ancora lontano da tali condizioni, soprattutto a motivo del permanere di un elevato grado di concentrazione dell'offerta anche dopo il completamento delle dismissioni di cui all'art. 8 del dlgs. 79/99.

I meccanismi organizzativi della borsa elettrica possono contribuire a rendere visibile l'esercizio di potere di mercato e a facilitare l'introduzione di norme per la sua prevenzione e controllo. Da questo punto di vista la disciplina del mercato è utile a rivelare, non a mitigare, l'eventuale esercizio del potere di mercato.

Il funzionamento della borsa dovrà pertanto rispondere a criteri di trasparenza (anche con riferimento alla controllabilità dell'operato del Gestore del mercato e del Gestore della rete da parte delle istituzioni a ciò preposte), di efficienza (intesa come minimizzazione dei costi complessivi di generazione e trasporto), di non discriminazione (nel senso che devono essere evitate differenze di trattamento tra soggetti in condizione equivalente quanto alle caratteristiche rilevanti per l'utilizzo efficiente delle risorse) e infine di semplicità (nel senso che gli operatori del mercato, indipendentemente dalla propria dimensione, non dovranno trovarsi nella condizione di dover alterare le proprie offerte per compensare la mancanza di flessibilità dei meccanismi del mercato).

In presenza di un forte potere di mercato è necessario un quadro di regole e norme generali atto a prefigurare e supportare gli interventi dell'Autorità finalizzati ad assicurare la promozione della concorrenza in relazione al funzionamento del mercato, garantendo certezza e prevedibilità di detti interventi.

Il rispetto dei principi enunciati porta a privilegiare alcune soluzioni organizzative e a escluderne delle altre. Il criterio di trasparenza implica che il regime di approvazione delle disposizioni aventi per oggetto l'organizzazione e il funzionamento del mercato elettrico debba avvenire in un quadro coerente con l'attribuzione delle competenze ai diversi soggetti come previsto anche dalla legge n. 481/95.

Le soluzioni organizzative adottate devono rendere possibile la verifica da parte di terze parti dell'effettiva coerenza dei comportamenti dei soggetti preposti alla gestione del mercato con i criteri che ne definiscono il mandato. Il principio di efficienza deve riguardare in particolare la gestione delle congestioni di rete. L'obiettivo dell'efficienza è infatti alla base dell'art. 6, comma 3, del dlgs n. 79/99 che prevede un meccanismo economico di gestione delle congestioni di rete.

A tale scopo l'Autorità nel documento *Osservazioni e proposte al Governo per la disciplina del mercato elettrico* del 3 agosto 2000 aveva sottolineato l'esigenza di un meccanismo di dispacciamento di minimo costo degli impianti di generazione in presenza di congestioni tale per cui le perdite di energia devono essere attribuite ai soggetti che prelevano o immettono energia elettrica dalla rete in funzione delle rispettive responsabilità.

Il principio di non discriminazione o di neutralità può essere tradotto in

un criterio oggettivo di valutazione delle soluzioni organizzative preposte solo congiuntamente al requisito dell'efficienza. Tale criterio può trovare un'applicazione specifica al formato delle offerte. Se si consentisse al soggetto titolare di più offerte di vendita relative a impianti di generazione situati in una medesima zona di ripartire a propria discrezione la produzione complessiva oggetto delle offerte tra gli stessi impianti di generazione, si opererebbe una discriminazione a favore dei soggetti che controllano una quota rilevante della capacità di generazione. Il criterio della semplicità mira anche a evitare che gli operatori distorcano le loro offerte per compensare la mancanza di flessibilità dei meccanismi di funzionamento della borsa.

La direttiva sull'operatività dell'Acquirente Unico

L'assetto organizzativo del settore elettrico delineato dal dlgs. n. 79/99 prevede anche la figura dell'Acquirente Unico. A differenza dell'istituzione prevista dalla Direttiva 96/92/CE, questo soggetto non costituisce una soluzione alternativa al regime di libero accesso alle reti di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica, adottato attraverso il dlgs. n. 79/99. L'Acquirente Unico nell'attuale ordinamento italiano costituisce invece uno strumento per l'approvvigionamento al minimo costo dell'energia elettrica destinata ai clienti vincolati nell'ambito di un mercato basato sulla libertà di accesso alle reti e imperniato su una borsa dell'energia elettrica.

La previsione nel dlgs. n. 79/99 dell'Acquirente Unico trova giustificazione nel fatto che nelle fasi iniziali della liberalizzazione non è possibile fare affidamento su un mercato concorrenziale e ben organizzato, e nell'esigenza di raggiungere obiettivi specifici. Le finalità attribuite all'Acquirente Unico sono le seguenti:

- garanzia di disponibilità di energia elettrica in condizioni di sicurezza attraverso la disponibilità di capacità di generazione in quantità adeguata;
- diversificazione delle fonti energetiche primarie impiegate per la generazione, dell'energia elettrica.

In base alla Direttiva ministeriale per l'operatività dell'Acquirente Unico, approvata in data 9 maggio 2001, l'Acquirente Unico acquista energia, facendo ricorso anche a contratti finanziari, e disponibilità di capacità di generazione, di norma sul mercato delle offerte previsto dal dlgs. n. 79/99. Se il sistema delle offerte non consente il perseguimento delle finalità assegnate, l'Acquirente Unico potrà stipulare, previa approvazione del Ministero dell'industria e dell'Autorità, contratti in deroga che non dovranno avere scadenza successiva al 31 dicembre 2004.

La stessa Direttiva stabilisce che l'Acquirente Unico possa operare anche come venditore per cedere disponibilità in eccesso al proprio fabbisogno, situa-

zione che può verificarsi nel caso di sovrastima del fabbisogno stesso.

La Direttiva non prefigura per l'Acquirente Unico modalità di approvvigionamento diverse da quelle a disposizione di altri operatori, ma offre per il suo tramite ai distributori uno strumento ulteriore per accedere al mercato libero. L'accesso diretto al mercato potrebbe rivelarsi problematico per alcuni piccoli distributori, soprattutto nelle fasi di avvio del mercato concorrenziale che necessariamente scontano tempi di apprendimento e di assestamento.

L'Acquirente Unico assume pertanto una funzione di garanzia, di protezione e sostegno nei confronti dei distributori di minore dimensione, non attrezzati per operare in prima persona sul mercato elettrico. L'approvvigionamento tramite l'Acquirente Unico favorisce il raggiungimento di un adeguato spessore delle transazioni. Inoltre esso comporta l'utilizzo di strumenti standardizzati e quindi trasparenti per la loro realizzazione e consente quindi di valorizzare in maniera univoca e immediata il costo aggiuntivo di approvvigionamento derivante dal perseguimento delle finalità assegnate. Una specificità dell'Acquirente Unico riguarda la possibilità di subentrare all'Enel S.p.A. nella gestione dei contratti pluriennali di importazione dell'energia elettrica stipulati dalla stessa società anteriormente alla data del 19 febbraio 1997.

Sempre nell'ambito delle funzioni di tutela nei confronti dei clienti vincolati e – per conto di questi – dei distributori di minore dimensione rientra il compito di promuovere iniziative volte al conseguimento di incrementi dell'efficienza energetica e dell'economicità del servizio anche al fine di favorire la crescita imprenditoriale di tali soggetti.

GLI INDIRIZZI EUROPEI

Il documento sulla sicurezza energetica della Commissione europea

Il Libro Verde "*Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*" individua i temi su cui l'Europa dovrà fondare la propria strategia di politica energetica di medio periodo. Sul Libro Verde, varato dalla Commissione il 29 novembre 2000, sono attesi commenti o proposte entro il 30 novembre di quest'anno.

Alla base del documento della Commissione vi è la consapevolezza dell'interdipendenza fra gli Stati membri nei temi di politica energetica, in particolare nelle azioni di contenimento dell'impatto ambientale e nel completamento del mercato unico dell'energia.

Il Libro Verde muove dalla considerazione della rilevanza dell'Unione europea sul mercato internazionale dei prodotti energetici, del quale rappresenta il secondo consumatore (con una quota del 14-15 per cento del consumo mondiale) e il primo importatore, nonostante la sua popolazione costituisca solo il 6 per cento di quella mondiale.

In particolare, i paesi dell'Unione assorbono il 19 per cento dei consumi complessivi di petrolio, il 16 per cento di quelli di gas naturale, il 10 per cento del carbone e il 35 per cento dell'uranio. La ripresa in atto dei livelli di attività in Europa tenderà ad accentuare la dipendenza energetica dell'Unione, che potrà raggiungere il 70 per cento nell'arco di un ventennio: la quota di dipendenza esterna potrebbe toccare il 90 per cento nel caso del petrolio, il 70 in quello del gas; l'intero fabbisogno di carbone potrebbe essere coperto con approvvigionamenti esterni.

L'allargamento ai paesi di nuova accessione rafforzerà le tendenze in atto. In questi paesi le importazioni di gas naturale potrebbero infatti passare dal 60 al 90 per cento e quelle di petrolio dal 90 al 94 per cento del fabbisogno. Pertanto, in assenza di interventi, nei prossimi 20-30 anni l'Unione coprirà il suo fabbisogno energetico al 70 per cento con importazioni contro l'attuale 50 per cento (pari, nel 1999, a circa il 6 per cento delle importazioni totali e all'1,2 per cento del prodotto interno lordo).

L'energia nucleare e i combustibili solidi contribuiscono rispettivamente per il 35 e il 26 per cento dell'elettricità prodotta all'interno dell'Unione. Il loro futuro dipende tuttavia in gran parte dallo sviluppo di tecniche che ne facilitino l'uso e ne riducano l'impatto ambientale, ovvero, nel caso del nucleare, da una soluzione soddisfacente al problema della chiusura del ciclo del combustibile.

In assenza di un rallentamento dei consumi da parte dei principali settori di utilizzo finale (i trasporti, l'uso domestico, il terziario) o dell'adozione di politiche attive di controllo della domanda, la dipendenza energetica dell'Unione continuerà pertanto a crescere. In questa tendenza espansiva un ruolo rilevante sarà svolto dal settore dei trasporti al quale è attribuibile il 90 per cento dell'aumento delle emissioni atteso fra 1990 e il 2010.

Alla luce di questo scenario, il Libro Verde individua alcune linee di azione prioritarie:

- per quanto riguarda la domanda, si richiede un radicale cambiamento delle abitudini di consumo, anche attraverso l'uso dello strumento fiscale per orientare la domanda verso usi più razionali e più rispettosi dell'ambiente;
- per quanto riguarda l'offerta, occorre dare la priorità all'azione di contrasto del riscaldamento globale incentivando lo sviluppo delle nuove energie e delle fonti rinnovabili, compresi i biocarburanti. L'obiettivo che l'Unione si

- prefigge è quello di raddoppiarne la quota (dal 6 al 12 per cento) nel bilancio energetico ed elevare dal 14 al 22 per cento quella dell'elettricità ottenuta con tali fonti entro il 2010. Vengono individuate misure di sostegno fiscale e finanziario per il conseguimento dell'obiettivo, anche attraverso forme di finanziamento incrociato fra fonti dotate di diversa redditività;
- per quanto riguarda la fonte nucleare, nonostante l'orientamento maturato dalla maggior parte degli Stati membri ad abbandonare di questa opzione, il Libro Verde suggerisce di continuare la ricerca sulle tecnologie di gestione dei residui e sulla loro attuazione pratica in condizioni ottimali di sicurezza;
 - per gli idrocarburi, le cui importazioni appaiono in ulteriore crescita, il Libro Verde suggerisce di rafforzare il meccanismo di formazione delle scorte strategiche e di ricercare nuove linee di importazione.

La nuove direttive proposte dalla Commissione europea

A distanza di alcuni anni dall'approvazione delle Direttive 96/92/CE e 98/30/CE sul mercato interno dell'elettricità e del gas naturale, gli sviluppi, pur positivi, non sono tuttavia ancora tali da far ritenere concluso il processo di liberalizzazione. In considerazione di ciò, la Commissione, anche in risposta a richieste in tal senso espresse nella riunione del Consiglio europeo svoltasi il 23 e il 24 marzo 2000 a Lisbona, ha predisposto una proposta di modifica delle due direttive nonché una proposta di regolamento sull'allocazione e gestione della capacità di interconnessione. I documenti sono stati oggetto di discussione nel corso del *summit* di Stoccolma del 25 marzo scorso.

La proposta di modifica delle due direttive presentata dalla Commissione formula emendamenti di natura sia quantitativa, sia qualitativa. Viene in particolare proposto che tutti gli utenti non domestici di entrambi i settori siano liberi di scegliere il proprio fornitore entro il 2003 e che dal 1° gennaio 2005 tale possibilità venga estesa a tutti i consumatori.

Per quanto riguarda gli aspetti strutturali, viene ribadita la necessità di procedere con la separazione societaria (*functionally* e *legally*) dell'attività di trasmissione e distribuzione (quest'ultima da realizzarsi entro il 2003 per l'elettricità, ed entro il 2004 per il gas), di garantire un accesso alle reti sulla base di tariffe pubblicate e di istituire in ogni paese un'autorità di regolazione settoriale. Per quanto riguarda specificamente il gas, viene proposto che gli Stati membri designino operatori di sistema responsabili della gestione e dello sviluppo degli impianti di trasmissione, stoccaggio e Gnl.

Per raggiungere l'obiettivo della creazione di un effettivo mercato integrato dell'energia è necessario incoraggiare gli scambi transfrontalieri. Su tale

principio si basa la proposta di regolamento predisposta dalla Commissione. Essa muove dalla considerazione della sostanziale impossibilità di giungere a un accordo in seno al *Forum* di Firenze sulle questioni del meccanismo di determinazione delle tariffe in caso di scambi transfrontalieri, dell'allocazione della capacità scarsa e della gestione delle congestioni.

Gli elementi principali della proposta riguardano le compensazioni per i flussi di transito di elettricità, l'armonizzazione dei corrispettivi nazionali per l'uso della rete, l'allocazione della capacità di interconnessione, le norme in materia di scambio di informazioni tra gestori nazionali e i profili di riservatezza.

Con riguardo alla tariffazione, la Commissione propone un meccanismo basato sul principio della compensazione tra gestori per i flussi di transito provocati, per effetto dei flussi denominati *loop-flows* o *parallel-flows*. Per l'allocazione delle capacità di interconnessione, la proposta di regolamento enuncia i principi di base a cui gli Stati membri devono attenersi, con contestuale definizione degli aspetti tecnici.

LA CONGIUNTURA ENERGETICA E LA FISCALITÀ

I prezzi internazionali delle fonti energetiche

Il petrolio

Dopo un anno di costante e accentuata ascesa, nel 2000 le quotazioni internazionali del petrolio sono cresciute ancora, ma soprattutto sono state caratterizzate da una marcata volatilità, con repentine impennate e cadute (Fig. 1.1).

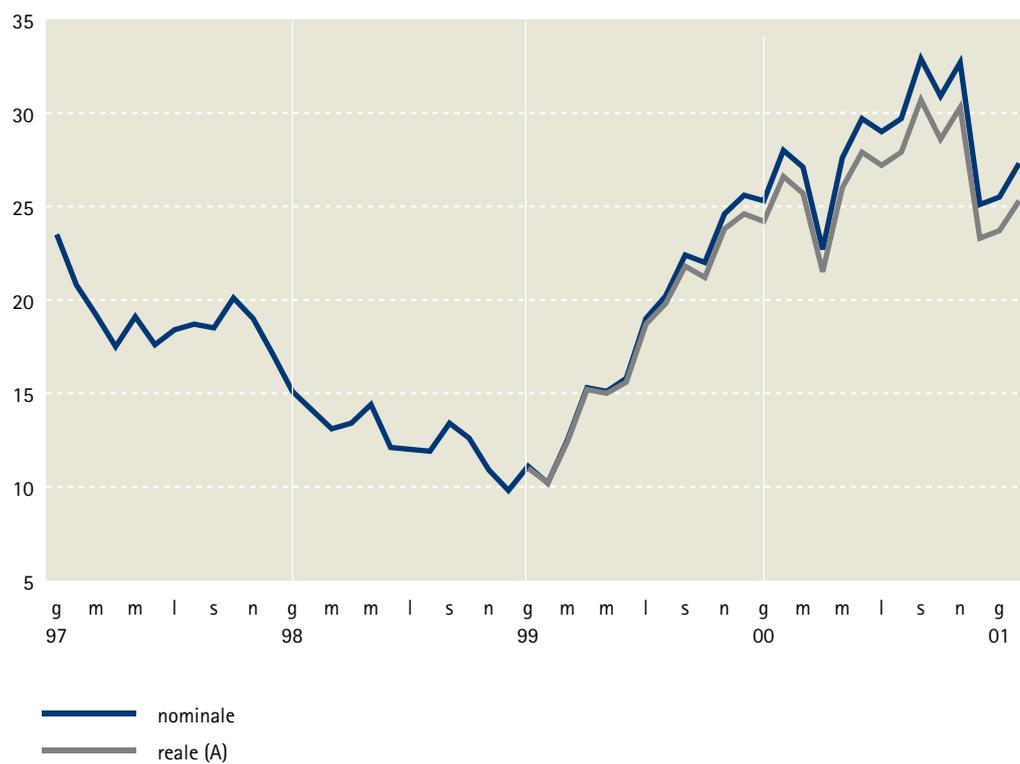
In dicembre il prezzo di un barile di greggio (25,1 dollari) è tornato sui valori di gennaio (25,3 dollari), ma durante l'anno – e specialmente nella seconda metà del 2000 – la quotazione ha sfiorato i 33 dollari per barile.

Un andamento analogo ha caratterizzato il prezzo in termini reali, passato da 24,2 dollari in gennaio a 23,3 dollari in dicembre, dopo aver toccato punte di quasi 31 dollari nell'ultimo trimestre. In media d'anno, la quotazione del *Brent* è salita a 28 dollari al barile, registrando un aumento rispetto al 1999 del 60 per cento in termini nominali e del 53 per cento in termini reali.

Il 2000 è stato quindi caratterizzato da un sostanziale ritorno delle quotazioni a livelli remunerativi sia per i paesi produttori sia per le compagnie petrolifere, in parte grazie all'aumento della domanda mondiale, ma soprattutto per le aspettative sull'andamento dei prezzi determinate dai mercati a termine. Nonostante l'aumento della produzione dei paesi Opec (di circa 4 milioni di barili al giorno) e dei paesi esterni aderenti al cartello (per circa un altro

FIG. 1.1 PREZZO INTERNAZIONALE DEL GREGGIO (BRENT)

Dollari per barile, prezzo nominale e reale



(A) Deflazionato con i prezzi alla produzione di paesi OCSE (numeri indice 1995=100).

Fonte: Elaborazioni su dati *Economist* e OCSE.

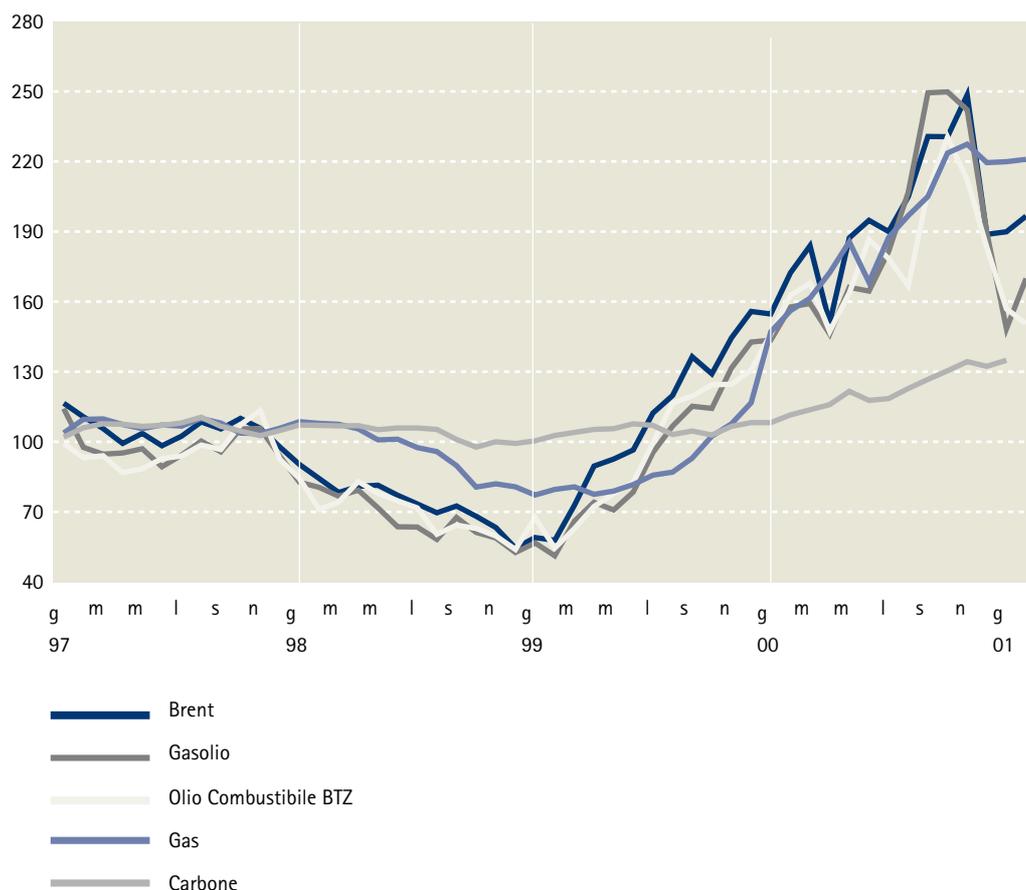
milione di barili al giorno), la dinamica al rialzo delle quotazioni è stata infatti largamente alimentata da continue attese di un'imminente scarsità di greggio che, di fatto, non si è mai verificata.

Altri fattori che hanno contribuito a mantenere elevate le quotazioni sono stati la forte domanda di raffinati e la crescita dei noli marittimi, dovuta alla carenza di navi nel Mediterraneo, che ha impedito gli arbitraggi tra destinazioni diverse.

I derivati

Gli andamenti del mercato petrolifero si sono riflessi sui prezzi internazionali dei prodotti derivati (Fig. 1.2). Nell'area dell'euro l'impatto delle quotazioni internazionali è stato amplificato dal deprezzamento della divisa europea, il cui valore è passato da 1,067 dollari del 1999 a 0,924 dollari del 2000. Nei valori mensili in lire, il 2000 mostra un'ascesa dell'84,6 per cento per il prezzo del *Brent*, del 104,5 per cento per il gasolio (prezzo Mediterraneo, *fob*) e del 90 per cento per l'olio combustibile a basso tenore di zolfo (prezzo Mediterraneo, *fob*).

FIG. 1.2 PREZZI INTERNAZIONALI DEI COMBUSTIBILI
Lire correnti (medie mensili; numeri indice 1996=100)



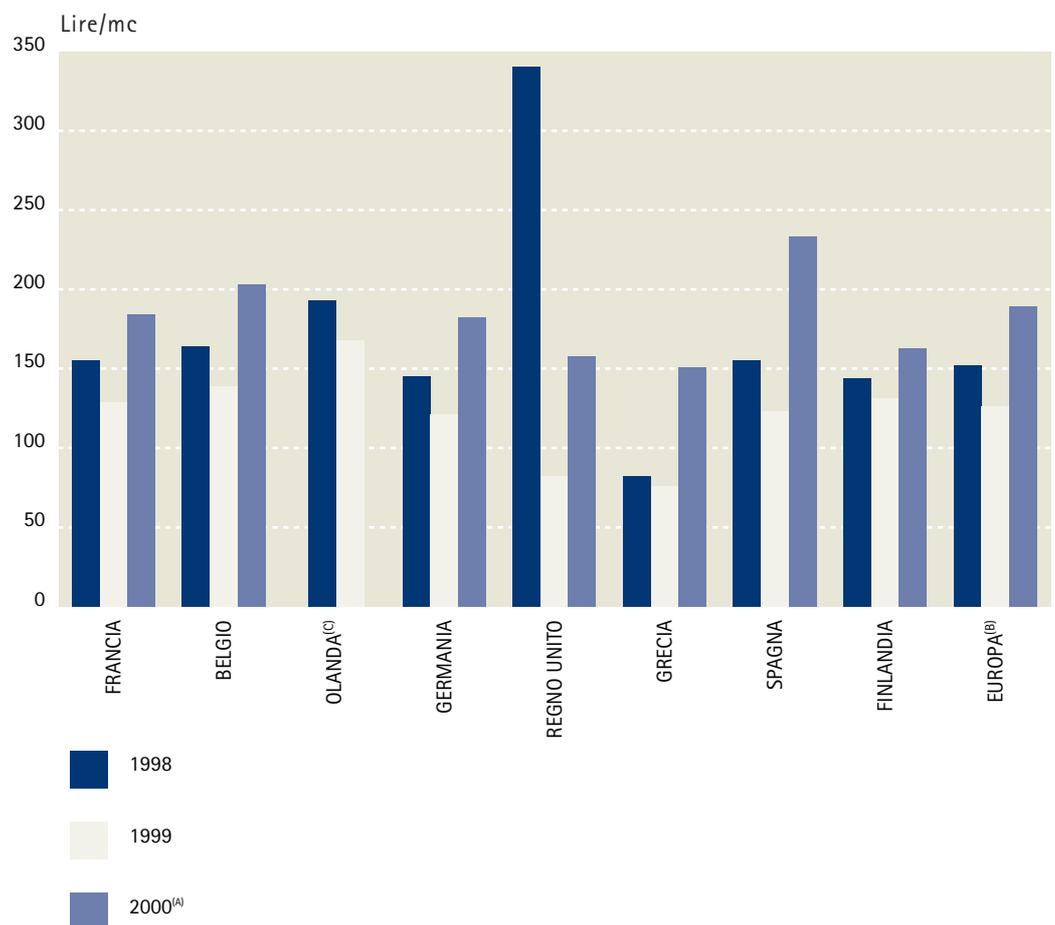
Fonte: Elaborazioni su dati Platt's, WGI.

Il gas naturale

Anche il prezzo del gas (prezzo medio di importazione nei paesi europei secondo *World Gas Intelligence*), che è correlato con quello del greggio e ne segue le oscillazioni con qualche attenuazione, ha registrato una forte crescita (110,7 per cento sul 1999). Molto più contenuto, intorno al 16 per cento, è invece risultato l'aumento del prezzo del carbone.

L'utilizzo di informazioni elaborate dall'Eurostat (Fig. 1.3) consente di descrivere con maggiore dettaglio l'andamento dei prezzi all'importazione del gas nei principali paesi europei, Italia esclusa: analogamente all'Istat, l'istituto statistico europeo non rende disponibili i dati relativi all'Italia in quanto coperti dal segreto statistico (ai sensi del decreto legislativo 6 settembre 1989, n. 322), essendo il numero degli importatori minore di tre.

FIG. 1.3 PREZZI MEDI C/F ALL'IMPORTAZIONE DEL GAS NATURALE NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI



(A) I valori sono riferiti al periodo gennaio-luglio.
 (B) Europa calcolata come somma dei paesi indicati.
 (C) Non disponibili i valori riferiti all'anno 2000.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Questi dati confermano il legame del prezzo all'importazione del gas con quello del petrolio, seppure con ritardi nell'indicizzazione. Risentendo dell'andamento fortemente calante registrato nel 1998 dalle quotazioni petrolifere, il prezzo all'importazione del gas è infatti sceso nel 1999 a livelli inferiori a quelli del 1998 in tutti i paesi europei. Viceversa, la marcata ripresa delle quotazioni petrolifere del 1999 ha manifestato i suoi effetti nel 2000, anno in cui i prezzi sono cresciuti quasi ovunque.

Va rilevato che gli aumenti evidenziati per l'anno 2000 appaiono sotto-stimati, essendo il dato medio relativo ai soli primi sette mesi. Tuttavia, poiché per tutto il 1999 e nella prima parte del 2000 i prezzi internazionali del petrolio hanno continuato a salire, i prezzi all'importazione del gas dovrebbero registrare un aumento anche nella media dell'intero anno.

La fiscalità energetica

Le imposte sui consumi di energia elettrica

Con la legge finanziaria per l'anno 2001 (legge 23 dicembre 2000, n. 388) sono state introdotte importanti novità relative alla fiscalità sull'energia elettrica.

In primo luogo, sono state apportate modificazioni al sistema impositivo sul consumo, con l'introduzione di elementi di razionalizzazione a partire dal 1 gennaio 2001. Le modifiche riguardano il consumo di energia elettrica in locali e luoghi diversi dalle abitazioni:

- è stata eliminata l'addizionale erariale istituita con il decreto legge 30 settembre 1989, n. 332¹;
- il regime agevolativo previsto per la soppressa addizionale erariale è stato applicato all'imposta erariale;
- è stata eliminata la diversificazione delle aliquote dell'imposta erariale, con l'introduzione di un'aliquota unica di 6 lire per KWh in luogo delle due precedentemente in vigore (4,10 lire per consumi fino a 200.000 KWh/mese, e 2,5 lire per consumi ulteriori);
- è stata introdotta una nuova esenzione basata sul quantitativo di energia elettrica consumata mensilmente negli stabilimenti industriali: qualora venga superato il consumo di 1.200 GWh, l'intero consumo (e non solo il consumo ulteriore) risulterà esente dall'imposta; per la determinazione dell'esenzione sarà preso a riferimento il consumo nei soli mesi in cui il limite suddetto verrà superato;
- è stata prevista l'esclusione dalla base imponibile dell'imposta l'energia elettrica impiegata nei processi industriali elettrochimici, elettrometallurgici ed elettrosiderurgici; pertanto in questi impieghi non potrà essere applicata, oltre all'imposta erariale, l'addizionale provinciale;
- è stata prevista l'esenzione dall'imposta di consumo dell'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione alimentati anche con carbone di origine nazionale.

Nel complesso, gli interventi introdotti con la legge finanziaria 2001 hanno comportato una riduzione del carico fiscale per le categorie non soggette a ulteriori e specifiche esenzioni o agevolazioni che varia da quasi il 10 per cento a oltre il 53 per cento a seconda della potenza assorbita e del livello dei consumi (cfr. [Tav. 1.1](#))

¹ Convertito, con modificazioni, con legge 27 novembre 1989, n. 384, e successive modificazioni.

TAV. 1.1 ALIQUOTE DELL'IMPOSTA DI CONSUMO SULL'ENERGIA ELETTRICA. FORNITURE LOCALI E LUOGHI DIVERSI DALLE ABITAZIONI

Lire/kwh

TIPOLOGIA DI UTENZA ^(A)	DISCIPLINA PRECEDENTE			LEGGE FINANZIARIA 2001				
	IMPOSTA ERARIALE	ADDIZIONALI		TOTALE	IMPOSTA ERARIALE	ADDIZIONALI		TOTALE
		PROVINCIALE ^(B)	ERARIALE			PROVINCIALE ^(B)	ERARIALE	
FINO A 30 KW IMPEGNATI	4,10	18,00	7,00	29,10	6,00	18,00	0	24,00
DA OLTRE 30 KW FINO A 200 KW IMPEGNATI	4,10	18,00	10,50	32,60	6,00	18,00	0	24,00
DA OLTRE 200 KW FINO A 3.000 KW IMPEGNATI:								
fino a 200.000 kWh/mese	4,10	18,00	10,50	32,60	6,00	18,00	0	24,00
oltre 200.000 kWh/mese	2,45	0,00	10,50	12,95	6,00	0,00	0	6,00
OLTRE 3.000 KW IMPEGNATI								
fino a 200.000 kWh/mese	4,10	18,00	4,50	26,60	6,00	18,00	0	24,00
oltre 200.000 kWh/mese	2,45	0,00	4,50	6,95	6,00	0,00	0	6,00

(A) Per le agevolazioni e le esenzioni si veda il testo del paragrafo.

(B) Le Province possono incrementare l'imposta fino a 22 lire/kWh.

Fonte: Legislazione nazionale.

La legge finanziaria per il 2001 ha inoltre incluso tra i soggetti passivi anche gli acquirenti di energia elettrica che, nella nuova situazione di mercato libero, ricevono la fornitura da due o più soggetti. In base al disposto della legge le imprese autoproduttrici di energia elettrica saranno considerate fabbricanti anche riguardo all'energia acquistata, seppure da un solo fornitore, a prescindere dalla natura della fornitura, in quanto si avvalgono di distinte forniture.

La fiscalità sul gas naturale

Nel 2000 la fiscalità sul gas metano ha continuato a essere oggetto degli interventi correttivi delle aliquote sulle accise, avviati dal Governo con il decreto legge 29 ottobre 1999, n. 383, per contrastare la forte crescita dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi e i conseguenti effetti negativi sul tasso di inflazione.

Con vari decreti ministeriali sono infatti state prorogate fino al settembre 2000 le aliquote fissate dal decreto ministeriale 17 marzo 2000 (si veda la [Tav. 1.2](#)).

TAV. 1.2 IMPOSTA DI CONSUMO SUL GAS METANO

Anni 2000-2001

TIPO DI UTILIZZO	AREE EX CASSA PER IL MEZZOGIORNO	IMPOSTA (lire/mc)			VARIAZIONE COMPLESSIVA	
		dal 24.03.00 al 30.09.00	dal 03.10.00 al 31.12.00	dal 01.01.01 al 30.06.01	lire/mc	%
PER AUTOTRAZIONE		7,11	7,11	7,11	0	0
<i>PER COMBUSTIONE USI CIVILI:</i>						
T1	NO	72,44	56,99	56,99	15,45	-21,3
T2 fino a 250 mc/anno	NO	138,79	124,62	124,62	14,17	-10,2
ALTRI USI CIVILI	NO	321,68	307,51	307,51	14,17	-4,4
PER COMBUSTIONE USI INDUSTRIALI ^(A)	NO	24,20	24,20	24,20	0,00	0,0
<i>PER COMBUSTIONE USI CIVILI:</i>						
T1	Sì	60,95	46,78	46,78	14,17	-23,2
T2 fino a 250 mc/anno	Sì	60,95	46,78	46,78	14,17	-23,2
ALTRI USI CIVILI	Sì	226,63	212,46	212,46	14,17	-6,3
PER COMBUSTIONE USI INDUSTRIALI ^(A)	Sì	24,20	24,20	24,20	0,00	0,0

(A) Dal 1° gennaio 2001 al 30 giugno 2001 l'accisa è pari a 14,52 lire/mc per il gas metano impiegato per usi industriali, a esclusione di quelli termoelettrici per consumi superiori a 1.200.000 metri cubi per anno.

Fonte: Legislazione nazionale.

Sempre *“al fine di compensare le variazioni dell’incidenza sui prezzi al consumo derivanti dall’andamento dei prezzi internazionali del petrolio”* il decreto legge 30 settembre 2000, n. 268, recante *“Misure urgenti in materia di imposta sui redditi delle persone fisiche e di accise”* ha fissato nuove aliquote di accisa per il periodo 3 ottobre - 31 dicembre 2000.

Le aliquote di accisa introdotte dal decreto n. 268 sono state confermate per il periodo 1° gennaio 2001-30 giugno 2001 dalla legge finanziaria per il 2001. Tale legge ha inoltre introdotto una riduzione del 40 per cento sull’accisa praticata sul gas metano impiegato per uso industriale (termoelettrici esclusi) con consumi superiori a 1.200.000 metri cubi all’anno².

2 La Legge finanziaria ha anche introdotto alcune modifiche al Testo unico sulle accise (decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504) relativamente ai soggetti obbligati nel settore dell’accisa sul gas metano. Si veda in proposito l’art. 26 della legge.

Fiscalità ambientale

Alla fine del 1999 il Governo aveva deciso di rimandare la fissazione delle nuove aliquote di *carbon tax* per il 2000 in considerazione della dinamica dei prezzi del petrolio nel corso dell'anno e delle conseguenti ripercussioni sui prezzi dei derivati e quindi sui prezzi al consumo³.

Con il decreto legge 30 settembre 2000, n. 268, recante “Misure urgenti in materia di imposta sui redditi delle persone fisiche e di accise”⁴, il legislatore ha disposto che per l'anno 2000 non venisse emanato il DPCM che, in attuazione di quanto stabilito dall'art. 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448, avrebbe dovuto fissare gli adeguamenti intermedi delle aliquote delle accise sugli oli minerali, sul carbone, sul *coke* di petrolio e sull'*orimulsion*, in vista del raggiungimento delle aliquote obiettivo entro il 1° gennaio 2005.

Inoltre, la legge finanziaria per il 2001 ha introdotta l'esenzione dalla *carbon tax* per il carbone di origine nazionale impiegato per la produzione di energia elettrica in impianti di ri-gassificazione, che si aggiunge alla già citata esenzione dal pagamento dell'imposta di consumo⁵.

I TEMI AMBIENTALI

Le principali novità del panorama normativo nazionale

La legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico

Il 22 febbraio 2001 il Parlamento ha approvato in via definitiva la “Legge Quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” (legge 22 febbraio 2001, n. 36).

3 Si ricorda che ai sensi dell'art. 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448, il Governo avrebbe dovuto determinare la rimodulazione delle aliquote di *carbon tax* per l'anno 2000 entro il 31 dicembre 1999 al fine del raggiungimento della misura delle aliquote decorrenti dal 1 gennaio 2005.

4 Convertito in legge con modificazioni dalla legge 23 novembre 2000, n. 354.

5 La legge finanziaria ha introdotto ulteriori novità. In particolare ha introdotto contributi a favore degli utenti che si collegano a una rete di teleriscaldamento alimentata da energia geotermica e a biomassa e ha istituito due fondi finalizzati l'uno all'incentivazione di misure e interventi in favore dello sviluppo sostenibile, l'altro alla riduzione delle emissioni in atmosfera e alla promozione dell'efficienza energetica e delle fonti sostenibili di energia. Il primo fondo ha come destinazione prioritaria il minor consumo energetico e il maggior ricorso alle fonti rinnovabili.

La legge si propone di regolamentare in modo organico i vari aspetti del fenomeno, inclusa la tutela della popolazione dai possibili effetti di lungo termine. Vengono previsti limiti di esposizione (da non superarsi mai), valori di attenzione (da non superarsi in luoghi adibiti a permanenza prolungata), obiettivi di qualità (da adottarsi per i nuovi impianti) e fasce di rispetto all'interno delle quali non è consentita alcuna destinazione di edifici per usi che comportino una permanenza non inferiore alle quattro ore.

Per la definizione dei relativi valori, delle tecniche di misurazione e rilevamento e dei parametri per la previsione delle fasce di rispetto si rimanda a due decreti (uno per la popolazione e uno per i luoghi di lavoro) che verranno emanati dal Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministero dell'ambiente di concerto con il Ministero della sanità. Alle regioni è richiesto l'adeguamento della propria normativa ai limiti di esposizione, ai valori di attenzione e agli obiettivi di qualità (intesi come valori di campo) stabiliti dai due decreti.

I gestori degli elettrodotti sono tenuti a presentare, entro termini prestabiliti, piani di risanamento allo scopo di rispettare i limiti, i valori e gli obiettivi di qualità di cui sopra. I criteri di elaborazione dei piani di risanamento verranno determinati con apposito DPCM, su proposta del Ministero dell'ambiente. Il risanamento deve essere completato entro dieci anni dall'entrata in vigore della legge, ma entro la fine del 2004 e del 2008 deve comunque essere concluso il risanamento degli elettrodotti che non risultino conformi rispettivamente ai limiti di cui all'art. 4 e alle condizioni di cui all'art. 5 del DPCM 23 aprile 1992⁶. I piani sono soggetti all'approvazione delle Regioni per le linee con tensione non superiore a 150 KV e a quella del Ministero dell'ambiente per le linee con tensione superiore.

Spetterà all'Autorità effettuare la valutazione dei costi di risanamento sostenuti dai proprietari degli elettrodotti e la definizione dei criteri, delle modalità e delle condizioni per il loro eventuale recupero in tariffa.

6 I limiti stabiliti all'art. 4 del DPCM 23 aprile 1992 sono i limiti attualmente in vigore e risultano in linea con le indicazioni internazionali per gli effetti a breve fornite dalla *International Commission on Non-Ionising Radiation Protection* - ICNIRP; i limiti di distanza fissati dall'art. 5, tradotti in termini di valori di campo, sono invece molto cautelativi rispetto a quelli stabiliti dall'art.4. Il DPCM del 28 settembre 1995 aveva indicato come priorità per la prima fase di attuazione del DPCM 1992 i limiti di esposizione stabiliti dall'art. 4, sospendendo di fatto l'applicazione dell'art. 5 per gli interventi di risanamento; i limiti indicati da tale articolo sono invece rimasti in vigore per gli elettrodotti di nuova costruzione.

La legge chiarisce le competenze e le funzioni assegnate allo Stato rispetto a quelle assegnate alle regioni e agli enti locali⁷; prevede l'istituzione di un catasto nazionale delle sorgenti fisse e mobili e delle zone territoriali interessate; regola la definizione di nuove procedure per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli elettrodotti; definisce le responsabilità per i controlli e le sanzioni in caso di inadempienza.

Un importante elemento che emerge dalla legge quadro è il riferimento al concetto di “*migliori tecnologie disponibili per quanto attiene alle implicazioni di carattere economico ed impiantistico*” e la sua inclusione nei criteri di elaborazione dei piani di risanamento che saranno indicati con apposito DPCM. Il contenimento dei costi degli interventi è coerente con il “principio di precauzione” fondato sulla valutazione preventiva dei costi e dei benefici ambientali degli interventi normativi.

L'esigenza di valutare in via preventiva la congruità dei costi di risanamento, in coerenza con quanto indicato dagli organismi internazionali, era stata tra l'altro richiamata dall'Autorità nella memoria presentata nell'aprile 2000 alla Commissione territorio, ambiente e beni culturali del Senato della Repubblica.

Le valutazioni e le indicazioni del Governo in relazione alle “*migliori tecnologie disponibili per quanto attiene alle implicazioni di carattere economico ed impiantistico*” saranno pertanto di grande importanza per orientare la definizione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità, per guidare le scelte tecnologiche dei gestori degli elettrodotti, nonché per definire i criteri e le modalità per l'eventuale recupero dei costi del risanamento attraverso la tariffa elettrica.

I decreti ministeriali sul risparmio energetico e le fonti rinnovabili

Il 22 maggio 2001 sono stati emanati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministero dell'ambiente due decreti ai sensi dell'art. 9, comma 9.1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e dell'art. 16, comma 16.4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, in materia rispettivamente di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, e di risparmio energetico e fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

7 Si vedano in proposito l'art. 4 e l'art. 8 della legge.

I decreti determinano:

- gli obiettivi quantitativi nazionali;
- le modalità per la determinazione degli obiettivi specifici che devono essere perseguiti dalle singole imprese di distribuzione;
- i criteri generali per la progettazione e l'attuazione di interventi per il conseguimento degli obiettivi;
- le modalità per la valutazione e il controllo dei progetti.

Gli obiettivi quantitativi annuali vengono stabiliti per il periodo 2002-2006 come riportato nella [Tavola 1.3](#). Tali obiettivi sono da intendersi in termini cumulati; nel complesso, dunque, viene fissato un obiettivo di riduzione dei consumi di energia primaria nel periodo 2002-06 pari a 1,6 Mtep per l'energia elettrica e 1,3 Mtep per il gas, per un totale di 2,9 Mtep al 2006.

TAV. 1.3 **GLI OBIETTIVI QUANTITATIVI NAZIONALI DI RISPARMIO ENERGETICO NELLA DISTRIBUZIONE ELETTRICA E DEL GAS**

ANNO	OBIETTIVO (MTEP/ANNO)	
	DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	DISTRIBUZIONE DI GAS
2002	0,10	0,10
2003	0,50	0,40
2004	0,90	0,70
2005	1,20	1,00
2006	1,60	1,30

Non meno del 50 per cento degli obiettivi annuali dovrà essere ottenuto attraverso interventi di riduzione dei consumi negli usi finali. Per quanto attiene alla distribuzione di energia elettrica, sulla base dei fattori di conversione fissati nel decreto a essa relativo, tale “vincolo” si traduce in un obiettivo complessivo di riduzione dei consumi nell’arco di cinque anni che equivale a circa l’1,5 per cento dell’energia elettrica fornita nel 1999 al netto dei consumi degli autoproduttori. Per quanto riguarda la distribuzione di gas naturale, il vincolo si traduce in un obiettivo di riduzione dei consumi, nell’arco dello stesso periodo di tempo, equivalente a circa il 3 per cento del gas distribuito nello stesso anno.

Il decreto relativo al settore del gas naturale prevede che le regioni e le province autonome possano determinare i rispettivi obiettivi e le relative modalità di raggiungimento con provvedimenti di programmazione regionale, nel quadro degli obiettivi e delle modalità di conseguimento previste dal decreto.

Fatto salvo quanto sopra, ai distributori si applicano obiettivi quantitativi proporzionali alla quota di energia elettrica e di gas ceduta ai clienti finali in rapporto al totale nazionale, relativamente all’anno precedente. Anche per il singolo distributore, non meno del 50 per cento dell’obiettivo annuale deve essere ottenuto con interventi di riduzione dei consumi di energia elettrica e/o di gas. I distributori sono inoltre tenuti al rispetto di obblighi di informazione delle regioni o province autonome interessate e di coordinamento delle proprie iniziative volte al conseguimento degli obiettivi specifici, tenendo conto degli indirizzi di programmazione energetico-ambientale regionale e locale.

Considerata la natura innovativa degli interventi definiti dai due decreti, il legislatore ha ritenuto di introdurre alcuni elementi di gradualità; in particolare, viene stabilito che sono soggetti agli obblighi stabiliti dai due decreti i distributori e le imprese di distribuzione che forniscono non meno di 100.000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2001.

Le tipologie di intervento tipicamente ammissibili ai fini del conseguimento degli obiettivi sono elencate in allegato a ciascun decreto, distinguendo tra tipologie ammissibili ai fini della riduzione dei consumi negli usi finali e interventi di altro tipo. Sono esplicitamente esclusi i progetti orientati al miglioramento dell’efficienza energetica relativi agli impianti di generazione di energia elettrica.

I decreti stabiliscono che le linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione consuntiva dei progetti siano predisposte e rese note dall’Autorità entro sei mesi dalla loro data di pubblicazione. Nessun progetto potrà risultare discriminatorio tra i clienti dei distributori appartenenti al settore/ai settori di uso finale cui il progetto stesso è indirizzato o impedire in qualsiasi forma lo sviluppo concorrenziale. Sono previste specifiche modalità di certificazione

dei prodotti, apparecchi o componenti di impianti utilizzati nell'ambito dei progetti o dei quali sia comunque promosso l'impiego. I progetti potranno essere eseguiti direttamente dai distributori (anche attraverso società controllate dai medesimi) o tramite società terze operanti nel settore dei servizi energetici.

L'attività di monitoraggio dei progetti sarà svolta, anche a campione, dall'Autorità che valuterà e certificherà annualmente la riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguita. L'Autorità predisporrà un rapporto annuale sull'attività eseguita e potrà formulare eventuali proposte sulle modalità di conseguimento degli obiettivi, di realizzazione ed esecuzione dei progetti per gli anni successivi.

L'Autorità potrà definire criteri per il riconoscimento di una copertura economica, attraverso lo strumento tariffario, dei costi sostenuti dai distributori per la realizzazione dei progetti e non coperti da altre risorse. Tali criteri dovranno anche tenere conto degli *“eventuali incrementi o diminuzioni di profitto connessi alla maggiore o minore vendita di energia elettrica/gas conseguente alla realizzazione dei progetti”*.

Allo scopo di favorire il raggiungimento degli obiettivi al minimo costo complessivo i decreti introducono lo strumento dei *titoli negoziabili di efficienza energetica*. Questi titoli verranno emessi annualmente dall'Autorità in favore dei singoli distributori in rapporto ai risultati raggiunti e certificati. I titoli potranno essere emessi anche in favore delle società operanti nel settore dei servizi energetici per progetti realizzati autonomamente dopo la loro approvazione da parte dell'Autorità.

La sede e le regole per la contrattazione dei titoli di efficienza energetica saranno organizzate dal Gestore del mercato elettrico entro il 1° gennaio 2002, d'intesa con l'Autorità e in conformità alla disciplina del mercato approvata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ai sensi dell'art. 5, comma 5.1 del decreto legislativo 16 marzo, n. 79. I titoli potranno essere altresì oggetto di libera contrattazione al di fuori di tale sede.

La verifica del conseguimento degli obiettivi assegnati ai singoli distributori verrà effettuata dall'Autorità. Per quanto riguarda l'obiettivo fissato per l'anno 2002 è prevista la possibilità di compensazione entro il successivo biennio senza incorrere in alcuna sanzione. In caso di inottemperanza l'Autorità applicherà sanzioni proporzionali e comunque superiori all'entità degli investimenti ritenuti necessari a compensare gli inadempimenti, dandone comunicazione al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, al Ministero dell'ambiente e alla regione o provincia autonoma competente per gli esiti.

I proventi delle sanzioni confluiranno nel *Fondo per la riduzione delle emissioni in atmosfera e per la promozione dell'efficienza energetica e delle*

fonti sostenibili di energia istituito dalla legge 23 dicembre 2000, n. 388, e verranno destinati al finanziamento di campagne di promozione, informazione e sensibilizzazione ai fini dell'uso razionale dell'energia.

L'azione di indirizzo della Commissione europea

Lo sviluppo dei processi di liberalizzazione nel settore elettrico e del gas è accompagnato da un ampio dibattito sugli effetti ambientali di tale processo. Se, da una parte, la graduale apertura del mercato favorisce il rinnovo della dotazione di capitale attraverso un aumento della pressione concorrenziale sugli operatori esistenti e l'entrata sul mercato di nuovi operatori dotati delle tecnologie più innovative ed efficienti, dall'altra la pressione concorrenziale e l'esigenza di contenimento dei costi possono portare al prevalere di strategie di investimento "miopi", penalizzando gli investimenti caratterizzati da redditività fortemente differita. Dal lato della domanda, la graduale riduzione dei prezzi favorita dallo sviluppo della concorrenza potrebbe avere come effetto la crescita dei consumi.

L'obiettivo di favorire il dispiegarsi degli effetti ambientali positivi della liberalizzazione e di impedire lo sviluppo di quelli negativi è al centro dell'azione di indirizzo svolta dall'Unione europea nei confronti degli Stati membri.

A parere della Commissione, gli Stati membri devono sviluppare politiche e misure atte a consentire il raggiungimento dei seguenti obiettivi entro l'anno 2010:

- il raddoppio dei consumi di energia da fonti rinnovabili rispetto al livello registrato nel 1997; per il settore elettrico questo obiettivo comporterebbe, secondo le stime della Commissione, un aumento della quota di consumi di energia "verde" dal 14 al 22 per cento (dal 3,2 al 12,5 per cento se si escludono i grandi impianti idroelettrici)⁸;
- il raddoppio della quota di produzione elettrica da cogenerazione rispetto al livello raggiunto nel 1994 (dal 9 al 18 per cento)⁹;
- lo sfruttamento del potenziale di risparmio energetico negli usi finali, stimato pari al 18 per cento degli attuali livelli di consumo dell'Unione¹⁰.

8 Proposta di direttiva per la promozione della generazione elettrica da fonti rinnovabili nel mercato interno COM (2000) 279.

9 Comunicazione sulla cogenerazione COM (1997) 514.

10 Piano di azione per l'efficienza energetica COM (2000) 247.

Questi obiettivi sono al centro della strategia comunitaria di contrasto dei cambiamenti climatici, su cui si fonda il *Libro Verde sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici*, adottato dalla Commissione nel novembre 2000 (si veda il paragrafo *Gli indici europei*).

Per quanto attiene alle fonti rinnovabili la Proposta di direttiva presentata dalla Commissione al Consiglio nel 2000¹¹ prevede l'obbligo per gli Stati membri di definire obiettivi annuali di consumo di energia elettrica "verde" che risultino coerenti con gli obiettivi indicativi stabiliti dal Libro Bianco sulle fonti rinnovabili approvato dalla Commissione nel maggio 1998 e con gli impegni assunti dall'Unione europea nell'ambito del Protocollo di Kyoto¹². Per l'Italia il *burden sharing* suggerito dalla Commissione prevede un obiettivo pari al 25 per cento nel 2010 rispetto al 16 per cento registrato nel 1997 (15 per cento rispetto al 4,5 per cento se si escludono i grandi impianti idroelettrici).

In aggiunta a tali obblighi la Proposta prevede che gli Stati membri provvedano:

- a semplificare e accelerare le procedure di autorizzazione alla costruzione di impianti di generazione da fonti rinnovabili;
- ad assicurare l'accesso prioritario dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili alle reti di trasmissione e di distribuzione;
- a definire un sistema di certificazione della natura rinnovabile dell'energia elettrica, allo scopo di rendere possibili e affidabili gli scambi internazionali. I certificati dovranno essere emessi da organismi competenti e indipendenti dalle imprese di generazione e di distribuzione, dovranno specificare le fonti energetiche utilizzate nella produzione dell'elettricità e, nel caso della fonte idroelettrica, dovranno evidenziare la potenza degli impianti. Ogni Stato membro dovrà prevedere procedure di controllo per evitare frodi e dovrà informare annualmente la Commissione sulle iniziative avviate a questo scopo. La Commissione avrà il compito di dirimere eventuali dispute che dovessero sorgere tra gli stati membri.

11 Proposta di direttiva per la promozione della generazione elettrica da fonti rinnovabili nel mercato interno COM (2000) 279.

12 La Proposta prevede che qualora la Commissione riscontri l'incompatibilità degli obiettivi nazionali con quelli comunitari o l'incapacità degli stati membri di perseguire gli obiettivi nazionali, essa possa definire obiettivi obbligatori per ciascun stato membro previa approvazione del Parlamento e del Consiglio.

Un'impostazione favorevole alla promozione delle energie rinnovabili caratterizza anche la revisione delle *Linee guida sugli aiuti di stato per la protezione dell'ambiente* varate dalla Commissione nel 1994¹³. Nella concessione di aiuti all'investimento o al funzionamento le nuove *Linee guida* lasciano agli Stati membri libertà di scelta tra diverse opzioni.

Per quanto riguarda in particolare gli aiuti al funzionamento, la nuova disciplina prevede che gli Stati membri possano scegliere liberamente tra:

- aiuti in forma di sussidi a progetti specifici ma limitati a cinque anni e, in linea di principio, di ammontare decrescente;
- aiuti per compensare il divario tra i costi di produzione delle energie rinnovabili e il prezzo di mercato dell'elettricità, fino a concorrenza dell'ammortamento degli impianti;
- aiuti in funzione dei costi ambientali evitati;
- strumenti di mercato quali i certificati verdi (si veda il riquadro seguente).

In materia di aiuti fiscali, per consentire agli Stati membri di introdurre nuove imposte con finalità ambientali, nelle nuove *Linee guida* la Commissione ha previsto la possibilità di concedere deroghe a determinate imprese, con durata massima fino a dieci anni.

Sempre in tema di generazione elettrica, nell'aprile 2000 il *Piano d'azione sull'efficienza energetica* ha confermato l'importanza di promuovere lo sviluppo della cogenerazione. Nel Piano la Commissione osserva che, se da un lato la graduale riduzione dei prezzi conseguente la liberalizzazione del settore elettrico può rendere difficile il finanziamento di progetti non pienamente competitivi, dall'altro lato il processo di liberalizzazione del settore del gas naturale consentirà ai produttori di energia elettrica che utilizzano impianti cogenerativi alimentati a gas di beneficiare della riduzione dei prezzi di tale combustibile.

¹³ Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela dell'ambiente, 2001/C 37/03.

Lo sviluppo dei certificati verdi

Nel corso degli ultimi mesi un numero crescente di paesi, anche esterni all'Unione europea, ha avviato lo sviluppo di un sistema di certificati verdi per la promozione di nuova generazione elettrica alimentata da fonti rinnovabili.

Gli schemi in fase di definizione hanno in comune il ricorso a un obbligo quantitativo imposto su uno degli operatori della filiera elettrica, come strumento di sostegno alla domanda dei certificati (la cosiddetta "renewable obligation"). Le proposte differiscono invece riguardo all'individuazione di tali soggetti e altri aspetti rilevanti: l'orizzonte temporale di riferimento e il suo profilo temporale; il tipo di impianti (tecnologie e fonti rinnovabili) ammessi ai fini dei certificati; l'eventuale introduzione di limiti al prezzo dei certificati; il tipo e la dimensione delle sanzioni in caso di inadempienza; la validità temporale del singolo certificato; la possibilità di accantonare certificati emessi in passato per il soddisfacimento di obblighi futuri (il cosiddetto banking) e quella di rispettare l'obbligo, almeno in parte, attraverso la produzione futura di generazione rinnovabile e certificati verdi (il cosiddetto borrowing); la regolamentazione delle importazioni e delle esportazioni di certificati.

La tabella seguente riassume i principali elementi caratteristici degli schemi attualmente in fase di discussione in alcuni paesi dell'Unione europea.

TAV. 1.4 LO SVILUPPO DEI CERTIFICATI VERDI IN ALCUNI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA

PAESE	INIZIO	SOGGETTI A OBBLIGO	ESCLUSIONI	PREZZO MINIMO	PREZZO MASSIMO/MULTE	VALIDITÀ/ <i>banking/ borrowing</i>	COMMERCIO INTERNAZIONALE
AUSTRIA	2001	Consumatori finali	In discussione	In discussione	In discussione	In discussione	No
BELGIO (FIANDRE)	2001	Venditori	Energia da rifiuti	Nessuno	2-5 FB (pagato al regolatore)	Validità di due anni; <i>banking</i>	Limitato ai Flanders fino alla conclusione di accordi bilaterali
DANIMARCA	2001-02	Consumatori finali	Energia da rifiuti; Idro > 10MW	0,10 DKK/kWh	0,27 DKK/kWh che confluisce in un Fondo per le energie rinnovabili	Validità illimitata; <i>banking</i> ; <i>borrowing</i> con deposito cauzionale	Sì (probabilmente), ma soggetto a restrizioni
ITALIA	2001	Produttori e importatori	Impianti idroelettrici da pompaggio	Di fatto rappresentato dal prezzo di vendita dei certificati del GRTN	Esclusione dal mercato	Validità annuale; no <i>banking</i> ; <i>borrowing</i> a prezzo definito	Sì, con legame con l'importazione di elettricità
OLANDA	2001	Partecipazione volontaria	Energia da rifiuti				Sì
REGNO UNITO	Ottobre 2001	Venditori	Energia da rifiuti; Idro > 10MW	Nessuno	Circa 5 cEuro/kWh + <i>compliance 'bonus'</i>	Validità illimitata; <i>banking</i> e <i>borrowing</i> soggetti a limite quantitativo	Sì, soggetto a restrizioni
SVEZIA	2003 ^(A)	Consumatori finali/distributori	Probabilmente Idro > 10MW	In discussione	In discussione	In discussione	Sì, probabilmente dal 2005

(A) In fase di discussione.

Nell'ambito della definizione di una strategia comunitaria di contrasto all'effetto serra (si veda anche il paragrafo successivo), nel marzo del 2000 la Commissione ha varato il *Programma europeo sul Cambiamento Climatico*¹⁴. Il Programma delinea una strategia di "doppio binario" per rispettare l'obiettivo di riduzione delle emissioni che l'Unione si è impegnata a raggiungere nell'ambito del Protocollo di Kyoto:

- graduale ricorso ai diritti negoziabili di emissione entro il 2005;
- definizione di misure finalizzate all'abbattimento delle emissioni provenienti da fonti specifiche.

Allo scopo di avviare il dibattito e la consultazione delle parti interessate allo sviluppo di un mercato comunitario di permessi negoziabili di emissione, la Commissione ha adottato, contestualmente al *Programma europeo sul cambiamento climatico*, il *Libro Verde sui diritti di emissione*¹⁵.

Il documento prevede l'istituzione di un sistema di scambio di permessi di emissione tra gli Stati membri per il settore dell'energia e per i grandi impianti industriali ed esamina varie opzioni connesse con il disegno e con l'introduzione del meccanismo nel contesto comunitario. Tale meccanismo si prevede limitato, nella sua fase iniziale, alle sole emissioni di anidride carbonica.

Nel campo della lotta contro l'acidificazione, l'eutrofizzazione e il cosiddetto "buco" dell'ozono stratosferico, nel novembre 2000 il Consiglio Europeo ha adottato una Posizione comune¹⁶ sulla proposta di revisione della direttiva 88/609 sui grandi impianti di combustione (LCPD, *Large Combustion Plant Directive*). La nuova direttiva ha come obiettivo quello di introdurre limiti più restrittivi alle emissioni di biossido di azoto (SO₂), ossidi di azoto (NOX) e polveri, giustificati dagli avanzamenti tecnologici verificatisi dalla data di entrata in vigore della direttiva; essa estende il proprio campo di applicazione alle turbine alimentate a gas, introduce limiti di emissione per gli impianti alimentati a biomassa e incoraggia la cogenerazione. La posizione comune del Consiglio, estende l'applicazione della nuova direttiva a tutti gli impianti di combustione di potenza uguale o superiore a 50 MW, inclusi quelli esistenti prima dell'entrata in vigore della direttiva 88/609.

¹⁴ *EU policies and measures to reduce greenhouse gas emissions: Towards a European Climate Change Programme* (ECCP), COM (2000)88.

¹⁵ *Green Paper on greenhouse gas emissions trading within the European Union*, COM (2000)87.

¹⁶ *Common Position 52/2000*.

La Posizione comune distingue tre categorie di impianto:

- gli impianti autorizzati dopo la data di entrata in vigore della nuova direttiva, tenuti al rispetto di nuovi limiti di emissione due volte più restrittivi rispetto a quelli attualmente in vigore;
- gli impianti autorizzati dopo il 1° luglio 1987 e prima della entrata in vigore della nuova direttiva, tenuti al rispetto dei limiti di emissione definiti dalla direttiva 88/609, così come modificati dalla direttiva 94/66;
- gli impianti autorizzati prima del 1° luglio 1987, che dovranno, in base alle scelte dei singoli Stati membri, rispettare i limiti stabiliti per gli impianti appartenenti al secondo gruppo, ovvero essere soggetti a piani nazionali di contenimento delle emissioni volti a rispettare criteri individuati dalla proposta di direttiva.

L'importante appuntamento costituito dalla riunione della sesta conferenza delle parti della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (COP6), riunitasi all'Aja nel novembre 2000, non ha condotto alla definizione dei numerosi aspetti tecnici introdotti dal Protocollo di Kyoto ma da questo lasciati insoluti.

La stessa presenza di posizioni divergenti su alcuni di questi temi (limiti quantitativi al ricorso ai meccanismi di flessibilità e all'assorbimento di gas di serra via afforestazione) ha portato gli Stati Uniti a recedere dal Protocollo nel marzo 2001, uscita confermata il mese successivo malgrado i tentativi di mediazione compiuti dalla diplomazia internazionale.

L'uscita degli Stati Uniti dagli accordi di Kyoto ne pregiudica l'entrata in vigore. Gli Stati Uniti rappresentano infatti il 36 per cento delle emissioni mondiali di gas di serra e il Protocollo prevede la sua entrata in vigore solo dopo la ratifica di non meno di 55 paesi partecipanti alla Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici, che siano responsabili in totale di almeno il 55 per cento delle emissioni complessive di gas di serra dei paesi industrializzati relative al 1990. In assenza di una ratifica del Protocollo da parte americana, diventa di fondamentale importanza l'adesione degli altri paesi "grandi" emettitori, tra cui il Giappone, la Cina, i paesi dell'ex Unione Sovietica. In mancanza di tale consenso il Protocollo dovrà essere abbandonato e dovranno essere ridefinite le basi per la ricerca di un accordo internazionale sul tema.

Il Terzo rapporto di valutazione sui cambiamenti climatici dell'IPCC

Nei primi mesi del 2001 l'Intergovernmental Panel on Climate Change ha approvato e reso pubbliche le conclusioni di tre Gruppi di Lavoro dedicati rispettivamente:

- all'analisi scientifica dei cambiamenti climatici;
- all'analisi degli impatti, delle strategie di adattamento e della vulnerabilità delle diverse zone del pianeta e dei diversi sistemi economici e sociali;
- all'analisi e alla valutazione delle possibili strategie di mitigazione.

Si tratta dei risultati di un lavoro corposo di rassegna della letteratura su questi temi, portato avanti nel corso di quasi tre anni da oltre 600 (tra autori e revisori) scienziati ed esperti internazionali.

Il rapporto segue il Second Assessment Report (SAR) del 1995 e costituisce la base di riferimento tecnico-scientifica dei negoziati internazionali sul Protocollo di Kyoto, in particolare della sesta Conferenza delle Parti alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, nota come COP6.

Il rapporto del primo Working Group fornisce nuova evidenza empirica sul fenomeno dei cambiamenti climatici e sul legame tra attività antropogeniche, combustione di combustibili fossili in primis, ed effetto serra, sottolineando che il tasso di surriscaldamento del globo risulta molto più elevato di quello osservato nel corso del ventesimo secolo.

Di particolare interesse per l'evoluzione del processo negoziale interno al Protocollo di Kyoto sono le conclusioni del terzo Gruppo di Lavoro, che indicano tra l'altro che:

- l'accelerazione dello sviluppo tecnologico permette di stabilizzare le concentrazioni di anidride carbonica nell'atmosfera a livelli relativamente contenuti, ma questo richiederà profondi mutamenti nei modelli di sviluppo economico e sociale;
- esistono possibilità di riduzione delle emissioni di gas di serra che comportano costi sociali netti nulli o addirittura negativi (riduzione o eliminazione di barriere di mercato o istituzionali che impediscono l'adozione e la diffusione di efficaci interventi di riduzione del costo; politiche di doppio dividendo; interventi di mitigazione che producono anche benefici secondari, per esempio derivanti dalla riduzione dell'inquinamento atmosferico anche a livello locale);
- per i paesi industrializzati (paesi Annex B del Protocollo di Kyoto) i costi di riduzione delle emissioni di gas di serra dipendono in misura significativa dal ricorso ai meccanismi di flessibilità (permessi negoziabili di emissione, Joint Implementation e Clean Development Mechanisms); per esempio, nell'ipotesi di un'adozione di permessi negoziabili di emissione, i costi per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto sarebbero compresi tra lo 0,1 e l'1,1 per cento del PIL stimato per l'anno 2010, rispetto a valori compresi tra lo 0,2 e il 2 per cento in assenza di strumenti di flessibilità.

Il rapporto esamina anche il potenziale di riduzione rappresentato dal ricorso ai cosiddetti sink, cioè alle opzioni di assorbimento del carbonio attraverso politiche di riforestazione e di utilizzo del suolo, e approfondisce i problemi tecnici di contabilizzazione dell'impatto sulle emissioni di questo tipo di interventi. Particolare attenzione viene infine dedicata all'importanza di identificare e sfruttare le interazioni potenzialmente positive tra politiche di lotta ai cambiamenti climatici e le altre politiche settoriali; di promuovere interventi di riduzione delle emissioni in tempi ravvicinati (le cosiddette "early actions") per accrescere la flessibilità del processo di stabilizzazione delle concentrazioni di emissioni di gas serra; di coordinare gli interventi in settori e paesi diversi; di favorire la gradualità delle azioni; di valutare le interazioni tra efficacia ambientale, efficienza economica ed equità degli interventi.