

1. STATO DEI SERVIZI: ELEMENTI DI CONTESTO

INTRODUZIONE

La trasformazione dei mercati energetici procede tra luci e ombre, non solo nel contesto italiano ma anche in quello europeo. Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito dlgs. n. 79/99), nel recepire nell'ordinamento italiano la Direttiva europea 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (di seguito Direttiva 96/92/CE), ha profondamente rinnovato la disciplina del settore elettrico nazionale, introducendo elementi di liberalizzazione in diversi segmenti di mercato.

In Italia, nel settore elettrico, sono stati conseguiti risultati significativi, soprattutto dal lato della domanda. L'entità e la rilevanza dei clienti idonei si è fortemente accresciuta, in corrispondenza con la riduzione delle soglie di accesso al mercato libero. Permangono tuttavia ritardi di attuazione, che creano incertezza fra gli operatori esistenti e non favoriscono l'ingresso di nuovi, rallentando il processo di liberalizzazione. Devono essere ancora definiti l'organizzazione del mercato borsistico dell'energia elettrica e i principali soggetti istituzionali che vi opereranno (l'Acquirente unico e il Gestore del mercato).

Nel settore del gas naturale, il recepimento della Direttiva, operato dal Governo in maggio, colloca il paese in una posizione avanzata in ambito europeo per l'ampiezza e la rapidità dell'apertura del mercato. Esso richiederà tuttavia un notevole impegno attuativo e un'attenta vigilanza da parte delle autorità di regolazione e di tutela del mercato.

In entrambi i settori meno coraggiosa appare l'apertura dal lato dell'offerta, che continuerà a presentare un elevato grado di concentrazione, nonostante l'ingresso di nuovi operatori. Alcune condizioni di contesto suscitano preoccupazione. Un elevato cuneo fiscale, spesso maggiore di quello che si osserva in altri paesi europei e non pienamente giustificato da ragioni allocative, ostacola la competitività del sistema energetico e innalza i prezzi finali sostenuti dagli utilizzatori.

Nel contesto europeo, l'apertura dei sistemi energetici si sviluppa in modo non uniforme. Ne viene ostacolata la creazione di un mercato unico, anche per la difficoltà di assicurare effettive condizioni di reciprocità e di interoperabilità fra le diverse reti nazionali. Alcuni paesi tardano a recepire le Direttive comunitarie; permangono incertezze sui tempi di ratifica degli impegni di riduzione delle emissioni inquinanti assunti in sede internazionale, sul costo della loro realizzazione e sulle modalità di finanziamento.

Il Governo ha approvato il piano di cessione degli impianti presentato da Enel S.p.A. per una capacità installata complessiva di circa 15.000 MW. Il decreto ha indotto Enel S.p.A. a costituire tre società per azioni alle quali sono stati attribuiti questi impianti. Il Governo ha altresì indicato la modalità di ces-

sione da parte di Enel S.p.A. delle partecipazioni azionarie e segnalato alla società la necessità di anticipare in misura significativa il termine entro il quale il piano di cessioni dovrà essere completato.

Al fine di disciplinare le importazioni di energia elettrica sul mercato nazionale è stata stimata l'attuale capacità di interconnessione con l'estero. L'Autorità ha definito le modalità e le condizioni delle importazioni, nonché le procedure che il Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito, Grtn S.p.A.) deve seguire per la verifica di ammissibilità delle richieste di importazione per l'anno 2000 e per la conseguente assegnazione della capacità di interconnessione disponibile per il mercato libero.

È stato dato impulso allo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la definizione di un meccanismo di certificati verdi, basato su regole di mercato più confacenti ad un contesto liberalizzato.

Sono stati individuati gli oneri generali afferenti al sistema elettrico e, in particolare, i cosiddetti *stranded cost*.

Per quanto riguarda la regolamentazione dell'attività di trasmissione, è stato definito il perimetro della rete di trasmissione nazionale e la nuova società per la gestione della rete di trasmissione nazionale che ha assunto la titolarità delle funzioni assegnate; sono state fissate le modalità e i criteri per il suo finanziamento e emesse le prime direttive operative. È stata avviata la consultazione sulle proposte relative allo schema di contratto tipo di vettoriamiento e a regolamenti destinati ai gestori di reti elettriche.

In seguito alla definizione delle procedure per il riconoscimento della qualifica di clienti idonei, il numero di questi ultimi è costantemente aumentato fino a raggiungere una percentuale significativa di tutti i consumi nazionali. Altri interventi hanno riguardato la definizione di ulteriori adempimenti a carico di Enel S.p.A e dei soggetti distributori.

Il recepimento nell'ordinamento nazionale della Direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale ha conosciuto un'accelerazione sul piano del dibattito sia istituzionale, sia politico. In seguito alla delega in materia ricevuta dal Parlamento il Governo ha approvato il decreto legislativo di attuazione della Direttiva europea sul quale sono stati raccolti i pareri dei numerosi soggetti interessati.

Il processo di recepimento delle due Direttive europee sulla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale è proseguito anche negli altri paesi membri dell'Unione europea.

Sul piano congiunturale, i forti rialzi dei prezzi sul mercato petrolifero nel corso del 1999 si sono riflessi sui prezzi internazionali dei prodotti derivati. L'impatto dei rialzi delle quotazioni internazionali, aggravato dalla contem-

poranea svalutazione dell'euro sul dollaro, sulle tariffe dell'elettricità e del gas è stato sensibile. Ha giovato a limitarlo e a graduarlo nel tempo la disciplina delle indicizzazioni che l'Autorità aveva introdotto negli anni precedenti.

Per contrastare la forte crescita dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi e i conseguenti effetti negativi sul tasso di inflazione il Governo ha deciso interventi correttivi sulle aliquote delle accise su alcuni oli minerali e sul gas metano a partire degli ultimi mesi del 1999. È proseguito il processo di riordino della fiscalità sui consumi di energia elettrica, con l'entrata in vigore di numerose disposizioni previste nella legge finanziaria per il 1999, che riguardano anche il sistema di attribuzione tra Stato ed enti locali delle relative entrate tributarie.

L'attuazione del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

Le principali novità introdotte dal dlgs. n. 79/99 a partire dall'1 aprile 1999 possono essere così sintetizzate¹:

- all'interno del sistema elettrico nazionale coesistono due mercati paralleli: il mercato *vincolato*, costituito da tutti i clienti domestici e dagli altri utenti che presentano consumi inferiori a determinate soglie prefissate e che non possono stipulare contratti di fornitura direttamente con i produttori nazionali ed esteri; il mercato *libero*, nel quale operano i clienti *idonei*, ovvero quegli utenti che, avendo consumi superiori a determinate soglie, hanno la facoltà di stipulare direttamente contratti di fornitura, non soggetti a tariffa, con produttori, distributori o grossisti, per la copertura dei propri consumi;
- le attività di trasmissione e dispacciamento vengono mantenute in un regime di riserva esclusiva in favore dello Stato e vengono svolte in concessione dal Grtn S.p.A., al quale sono trasferiti i soli diritti di gestione delle reti e non quelli della loro proprietà;
- le attività di distribuzione di energia elettrica e di vendita ai clienti vincolati sono poste in un regime di concessione trentennale; le concessioni vengono rilasciate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato;
- il Grtn S.p.A. provvederà ad istituire due nuovi soggetti pubblici, l'Acquirente Unico, garante delle forniture, della gestione dei contratti e della disponibilità di energia per il mercato vincolato, e il Gestore del mercato, al quale è affidata la disciplina e la gestione economica del mercato elettrico;

- viene definito un nuovo regime di incentivazione per l'uso delle energie rinnovabili che prevede la creazione di un meccanismo di certificati verdi e la revisione del sistema delle concessioni idroelettriche;
- dall'1 gennaio 2003 è stabilito che nessun operatore potrà produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50 per cento del totale dell'energia elettrica prodotta e importata sul mercato nazionale;
- entro lo stesso termine, con possibilità di proroga non superiore ad un anno, è previsto che l'Enel S.p.A. ceda non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva.

Nel marzo 2000 il Governo ha espresso l'intenzione di accelerare il processo di liberalizzazione del mercato elettrico sia dal lato dell'offerta, con l'anticipazione dei tempi della cessione da parte di Enel S.p.A. di parte del suo parco di generazione, sia dal lato della domanda, con l'abbassamento delle soglie di idoneità originariamente previste nel decreto.

Principali interventi e nuovi soggetti istituzionali

L'attuazione del dlgs. n. 79/99 ha richiesto un alto grado di collaborazione e coordinamento fra le istituzioni coinvolte. Oltre ai numerosi compiti in capo all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (*cfr. Relazione Annuale 1999*), il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il Ministro dell'ambiente e il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica, Enel S.p.A. e il Governo hanno svolto un ruolo di primaria importanza nella definizione del processo di attuazione. I principali interventi hanno riguardato sia il lato dell'offerta – con la definizione del piano e delle modalità di cessione degli impianti da parte di Enel S.p.A., la regolamentazione delle importazioni, la disciplina dei nuovi meccanismi di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la disciplina degli oneri di sistema, la definizione degli obblighi in capo agli operatori – sia il lato della domanda, con la definizione dei clienti idonei e delle clausole negoziali per il mercato libero, la determinazione del nuovo assetto della trasmissione con la creazione del Grtn S.p.A. e la definizione delle condizioni tecniche ed economiche di accesso alla rete.

All'aprile 2000 resta tuttavia ancora largamente indefinita, sotto il profilo temporale, l'organizzazione del mercato elettrico, mancando ancora indicazioni circa il futuro assetto della borsa dell'energia elettrica e dell'Acquirente unico.

Produzione

Allo scopo di garantire che a partire dal 2003 nessun operatore del mercato elettrico nazionale possa produrre e importare più del 50 per cento dell'energia elettrica totale immessa nella rete in Italia, il dlgs. n. 79/99 ha disposto che

entro la stessa data l'Enel S.p.A. debba cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva sulla base di un piano per le cessioni da presentare all'approvazione del Governo, indicando a questo fine alcuni obiettivi in ordine, in particolare, alla garanzia di adeguate condizioni di mercato, alla presenza di piani industriali, al mantenimento della produzione nei siti e alle ricadute occupazionali (*cfr.* Capitolo 2).

Nel giugno 1999 il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha tradotto questi obiettivi in linee guida per la dismissione degli impianti di generazione di proprietà dell'Enel S.p.A. in un'apposita nota fatta pervenire alla società elettrica.

Nel luglio 1999 il Consiglio di amministrazione dell'Enel S.p.A. ha presentato al Governo un piano per le cessioni degli impianti. Il piano ha individuato gli impianti da cedere (14 termoelettrici e 7 idroelettrici), prevedendone l'accorpamento in tre società (rispettivamente di 7.000 MW, 5.400 MW e 2.600 MW), e descritto i principali criteri seguiti nell'identificazione degli impianti da trasferire con particolare riferimento al mix tecnologico, all'articolazione geografica e all'attribuzione del personale (*cfr.* Capitolo 2).

Con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999 il Governo ha approvato il piano presentato da Enel S.p.A., ritenendo che questo fosse rispondente alle finalità indicate nell'art. 8 del dlgs. n. 79/99 e alle modalità successivamente indicate nelle linee guida del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Il decreto ha consentito ad Enel S.p.A. la costituzione di tre società per azioni, denominate Eurogen S.p.A., Elettrogen S.p.A. e Interpower S.p.A., alle quali sono stati attribuiti gli impianti ai sensi dell'art. 1 del DPCM 4 agosto 1999.

Le modalità con le quali dovrà avvenire la cessione delle relative partecipazioni azionarie sono state definite con successivo decreto del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (decreto 25 gennaio 2000). Il decreto stabilisce che al fine di favorire la costituzione di un azionariato stabile per ognuna delle tre società la cessione delle partecipazioni azionarie dovrà avvenire tramite trattativa diretta. Solo nel caso della società di maggiori dimensioni (Eurogen S.p.A.) è stata prevista anche la possibilità di un'offerta pubblica di vendita. Le operazioni di vendita sono affidate ad Enel S.p.A. sotto la supervisione di apposite strutture tecniche del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica.

Una comunicazione formale del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica ad Enel S.p.A. emanata a seguito delle misure governative di contenimento dell'inflazione varato nel marzo 2000 ha antici-

pato al primo semestre del 2001 il termine entro il quale il piano di cessioni dell'Enel S.p.A. dovrà essere completato.

Importazioni

L'art. 10 del dlgs. n. 79/99 ha attribuito al Grtn S.p.A. il compito di individuare entro sei mesi la capacità di interconnessione con l'estero, distinguendo fra impegnata e disponibile nell'arco di un decennio, tenuto conto dei margini di sicurezza. L'articolo attribuisce altresì all'Autorità per l'energia elettrica e il gas il compito di individuare le modalità e le condizioni delle importazioni nel caso risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili, tenuto conto di condizioni di reciprocità e di una equa ripartizione fra mercato vincolato e libero.

Sulla base delle informazioni fornite dal Grtn S.p.A. e di un'istruttoria conoscitiva condotta dall'Autorità (delibera 3 dicembre 1999, n. 179) la massima capacità complessiva delle linee di interconnessione con l'estero, concentrata all'80 per cento sui confini francese e svizzero, è risultata pari a 5.400/5.000MW (periodo invernale/estivo escluso agosto), di cui circa la metà si è resa disponibile, per la scadenza di contratti in essere, all'1 gennaio 2000 (*cfr.* Capitolo 2).

L'Autorità negli ultimi mesi del 1999 ha provveduto con alcune delibere a:

- definire le condizioni di rifiuto all'importazione da Stati membri dell'Unione europea sulla base di una clausola di reciprocità impostata sul confronto tra le soglie di idoneità nello Stato membro esportatore e quelle italiane, rinviando ad un secondo momento la definizione di condizioni di compatibilità ambientale ed economica delle importazioni da paesi non appartenenti all'Unione europea;
- stabilire un criterio per la ripartizione della capacità di interconnessione fra mercato vincolato e libero; il criterio riflette annualmente in modo proporzionale la ripartizione potenziale del consumo totale nazionale fra mercato libero e vincolato;
- definire le modalità per la verifica e l'assegnazione della capacità di interconnessione richiesta per l'anno 2000; per evitare il formarsi di posizioni dominanti, nell'accesso all'interconnessione con l'estero (scarsa rispetto ai volumi di domanda), l'Autorità ha fissato per l'anno in corso limiti per operatore pari al 15 per cento per frontiera e al 20 complessivamente, rinviando al futuro l'applicazione di un meccanismo di asta competitiva.

L'insieme di questi interventi ha permesso per l'anno 2000 di aprire al mercato libero quasi la metà della capacità di importazione, che nel suo complesso comporta un flusso di circa 2000 GWh all'anno (7 per cento dei consumi nazionali); sono inoltre state soddisfatte 44 richieste di importazione pervenute, con una limitazione su alcuni contratti di operatori di maggiori dimensioni (*cfr.* Capitolo 4).

Energia elettrica da fonti rinnovabili

L'art. 11 del decreto legislativo n. 79/99 ha fissato nuovi meccanismi di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili basati su regole di mercato più confacenti al contesto di liberalizzazione. Questi meccanismi prevedono, a decorrere dall'1 gennaio 2002, l'obbligo per i soggetti che producono o importano su base annua più di 100 GWh da fonti energetiche convenzionali, al netto di cogenerazione, autoconsumi ed esportazioni, di immettere nel sistema elettrico nazionale nell'anno successivo una quota di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili; tale quota viene fissata inizialmente pari al due per cento della suddetta energia eccedente i 100 GWh. Tale obbligo può essere adempiuto in parte o in tutto anche acquistando energia elettrica o i relativi diritti da altri produttori o dal Grtn S.p.A. al quale sono infatti attribuiti i diritti associati all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, incentivate ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92. Viene infine attribuita al CIPE la programmazione della promozione delle diverse fonti rinnovabili (definizione di obiettivi pluriennali per tipologia di fonte, attribuzione di risorse e loro ripartizione fra Regioni e Province autonome) e alle Regioni la gestione degli incentivi attraverso procedure di gara.

Con il decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministero dell'ambiente, l'11 novembre 1999 (Gazzetta Ufficiale 14 dicembre 1999, Serie generale n. 292), sono state emanate le direttive di attuazione in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili. In particolare, il decreto di attuazione assicura un'adeguata remunerazione degli investimenti in nuovi impianti attraverso la creazione di un libero mercato di certificati verdi. Tali certificati saranno emessi dal Grtn S.p.A. per un periodo massimo di otto anni a favore dei produttori che ne faranno richiesta. Questi ultimi potranno a loro volta vendere i certificati agli operatori soggetti ad obbligo, ad un prezzo determinato dal mercato. Il Grtn S.p.A., potendo a sua volta emettere certificati propri, assume una funzione di stabilizzatore del mercato compensandone eventuali fluttuazioni del prezzo.

Gli impianti aventi diritto alla certificazione sono quelli alimentati da fonti rinnovabili pure (escluse le fonti assimilate) entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999 a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento e riattivazione. Viene inoltre disciplinata, con riferimento a meccanismi di reciprocità, l'opportunità di ottemperare in parte o in tutto all'obbligo attraverso l'importazione di energia prodotta da fonti rinnovabili. Sono infine definite per i soggetti inadempienti opportune misure di intervento quali diffide da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e limitazioni alla partecipazione al mercato dell'energia.

La rete di trasmissione e la società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A.

In base al dlgs. n. 79/99 le attività di trasmissione e dispacciamento ivi inclusa la gestione unificata delle rete di trasmissione nazionale, sono riservate allo Stato e attribuite in concessione a un nuovo soggetto, il Grtn S.p.A., che può affidare a terzi, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e sulla base di convenzioni approvate dall'Autorità, la gestione di limitate porzioni della rete di trasmissione nazionale non direttamente funzionali alla stessa.

Il Grtn S.p.A. è stato costituito come società per azioni da Enel S.p.A. il 29 aprile 1999. Con il decreto ministeriale 25 giugno 1999, entrato in vigore il 30 giugno 1999, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità (delibera 24 giugno 1999, n. 86) e i soggetti proprietari, ha delimitato il perimetro della rete di trasmissione nazionale che include tutte le linee ad altissima tensione (380/220 kV) e circa la metà delle linee ad alta tensione (150/132 kV).

Nell'agosto dello stesso anno Enel S.p.A. ha conferito alla nuova società, sulla base di un decreto ministeriale, tutti i beni e i rapporti giuridici inerenti le attività, con l'esclusione della proprietà della rete di trasmissione.

Nell'autunno 1999 l'Autorità (delibera 20 ottobre 1999, n. 157) ha determinato provvisoriamente il finanziamento della società Grtn S.p.A., condizionandone la decorrenza a partire dalla effettiva data di separazione del Gestore stesso da Enel S.p.A.

Nel marzo 2000 (delibera 29 marzo 2000, n. 63), l'Autorità ha ridefinito il finanziamento del Grtn S.p.A. per l'anno 2000 al fine di rendere coerente il criterio di riconoscimento dei costi sostenuti dal Gestore per le attività di propria competenza con i criteri utilizzati ai fini della determinazione dei corrispettivi per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale pagati dalle imprese distributrici ai sensi della delibera n. 205/99 e dei corrispettivi per il servizio di vettoriamento dell'energia elettrica di cui alla delibera n. 13/99. La separazione del Grtn S.p.A. dall'Enel S.p.A. è stata fissata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 gennaio 2000 a decorrere dal 1 aprile 2000; il decreto determina l'assunzione della titolarità delle funzioni da parte della società Grtn S.p.A. e contestualmente ne assegna le azioni a titolo gratuito al Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica.

Sempre nel gennaio 2000 sono state emanate dal Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato le prime direttive operative al Grtn S.p.A. le direttive indicano i criteri da seguire per l'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento, e per garantire l'affidabilità e la sicurezza del sistema elettrico nazionale. È stata prevista a tal fine l'adozione di un Codice di trasmissione e dispacciamento che disciplini le diverse attività e i rapporti con i

soggetti terzi. Nelle direttive sono inoltre indicate le modalità operative atte a garantire la trasparenza e imparzialità del sistema nel periodo transitorio (ovvero sino all'entrata in funzione dell'Acquirente Unico e del Gestore del mercato) e le responsabilità dello sviluppo della rete (economicità ed efficienza del servizio, soprattutto in zone caratterizzate da minore efficienza, riduzione delle congestioni, potenziamento delle linee nazionali e delle interconnessioni).

Ai fini della sua piena operatività il Gestore dovrà adottare entro il 31 maggio 2000, in base alle direttive emanate dall'Autorità (delibera 9 marzo 2000, n. 52), le regole tecniche in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di produzione, delle reti di distribuzione e delle infrastrutture connesse. Dovrà inoltre stipulare, sulla base di una convenzione tipo definita con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato su proposta avanzata dall'Autorità, convenzioni che fissano i canoni che il Grtn S.p.A. riconosce ai proprietari di rete e che regolano il rapporto tra Grtn S.p.A. e proprietari in materia di interventi di manutenzione-sviluppo (*cfr.* Capitolo 4).

Il completamento della regolamentazione delle attività di trasmissione richiede l'emanazione da parte dell'Autorità delle condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione alla rete, in parte fissate per quanto riguarda il mercato libero con la tariffa di vettoriamiento (delibera n. 13/99).

L'Autorità ha inoltre diffuso, tramite documenti per la consultazione, le proprie proposte relative allo schema di contratto tipo di vettoriamiento e ai regolamenti destinati ai gestori di reti elettriche, allo scopo di garantire la compatibilità delle richieste di vettoriamiento di elettricità ai clienti liberi e la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Acquirente Unico e Gestore del mercato

All'aprile del 2000 l'organizzazione del mercato elettrico italiano resta ancora in larga misura indefinita. Le due nuove figure istituzionali previste dal decreto legislativo, l'Acquirente Unico e il Gestore del mercato, nonché la disciplina del mercato elettrico (borsa elettrica), di competenza del Ministero dell'industria, il commercio e l'artigianato, sono ancora in fase di definizione.

Di seguito si illustrano le principali caratteristiche delle due nuove figure così come emergono dal decreto di liberalizzazione, rinviando al Capitolo 2 per una illustrazione delle diverse possibili forme di organizzazione del mercato elettrico e alle soluzioni adottate in altri paesi europei.

L'Acquirente Unico è stato costituito come società per azioni dal Grtn S.p.A. il 5 novembre 1999, ma sia la data della sua entrata in funzione, sia gli indirizzi cui dovrà attenersi per salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti al mercato vincolato, garantendo la diversificazione delle fonti, verranno stabiliti con provvedimenti del Ministro dell'industria,

del commercio e dell'artigianato. Sino alla sua entrata in funzione, Enel S.p.A. assicura la fornitura ai distributori sulla base dei contratti e modalità vigenti.

L'Acquirente Unico dovrà stipulare, sulla base di una previsione triennale della domanda effettuata annualmente (comprensiva della riserva a garanzia delle forniture), contratti di fornitura per il mercato vincolato anche a lungo termine con procedure di acquisto trasparenti e non discriminatorie. Inoltre, stipulerà e gestirà, sulle base di direttive dell'Autorità, i contratti di vendita ai distributori elettrici, in modo tale da garantire ai clienti vincolati la fornitura necessaria in condizioni di continuità ed efficienza del servizio, oltre che di parità di trattamento tariffario. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità, potrà in seguito autorizzare il Grtn S.p.A. a cedere quote dell'Acquirente Unico ai soggetti distributori che rappresentano componenti significative dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica mantenendone il controllo di maggioranza. Nessuno di questi ultimi soggetti potrà comunque possedere, direttamente o indirettamente, quote superiori al 10 per cento.

Il Grtn S.p.A. dovrà costituire una società denominata Gestore del mercato che organizzerà, secondo criteri di trasparenza e concorrenza fra gli operatori, il mercato elettrico, assicurando peraltro, la disponibilità di una riserva di potenza. A tal fine, entro un anno dalla sua costituzione, il nuovo soggetto dovrà definire la disciplina del mercato, e cioè i compiti del gestore del mercato nel bilanciamento fra domanda e offerta e gli obblighi dei produttori e importatori che non si avvalgono delle contrattazioni bilaterali; tale disciplina verrà approvata dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità.

Entro l'1 gennaio 2001 è prevista l'entrata in funzione della borsa dell'energia elettrica, non obbligatoria. Da tale data l'ordine di entrata in funzione degli impianti, nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari sarà stabilito secondo valutazioni di merito economico, salvo impedimenti o vincoli di rete. Dalla data di entrata in vigore del dlgs. n. 79/99 e sino al 1 gennaio 2001 si applica un dispacciamento passante. Una volta entrato in funzione la borsa, l'Autorità potrà autorizzare, su richiesta dei clienti idonei e sentito il Grtn S.p.A., contratti bilaterali di fornitura in deroga al sistema della borsa.

programmazione economica, ha individuato, gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, ovvero quei costi che nel nuovo assetto liberalizzato devono essere quantificati e sostenuti da tutti i soggetti del mercato, sia libero sia vincolato.

Il decreto stabilisce che costituiscono oneri generali afferenti al sistema elettrico:

- la reintegrazione alle imprese produttrici distributrici della quota non recuperabile, a seguito della liberalizzazione dell'attività di generazione dell'energia elettrica in attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica (i cosiddetti *standed cost*);
- la compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che alla data del 19 febbraio 1997 erano di proprietà o nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici e non ammessa a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del CIP 12 luglio 1989, n. 15, 14 novembre 1990, n. 34, e 29 aprile 1992, n. 6, e successive modifiche e integrazioni.

Fra gli altri oneri generali afferenti al sistema elettrico il decreto individua i costi relativi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle altre attività connesse e conseguenti; quelli relativi alle attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico e quelli derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie favorevoli per le forniture di energia elettrica previste dalla delibera dell'Autorità per l'energia n. 70/97 (art. 2, comma 2.4).

Per quanto concerne la prima voce, il decreto include tra gli oneri generali unicamente:

- la reintegrazione, per un periodo di sette anni a partire dall'1 gennaio 2000, dei costi derivanti da obblighi contrattuali e investimenti associati ad impianti di produzione di energia elettrica che non possono essere recuperati a causa dell'entrata in vigore della Direttiva europea 96/92/CE, a condizione che trovino giustificazione di opportunità economica nel momento e nel contesto in cui furono assunti, o che comunque siano stati imposti all'impresa da atti legislativi o di programmazione nazionale; non sono inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico i costi relativi ad impianti di generazione delle imprese produttrici-distributrici qualora all'energia elettrica da questi prodotta siano o siano stati riconosciuti contributi ai sensi dei provvedimenti del CIP 12 luglio 1989, n. 15, 14 novembre 1990, n. 340, e 29 aprile 1992, n. 6;

- la reintegrazione, per un periodo di dieci anni a partire dall'1 gennaio 2000, dei maggiori costi derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dall'Enel S.p.A. dalla Nigeria, in base ad impegni contrattuali assunti anteriormente alla data del 19 febbraio 1997 e che non possono essere recuperati a causa dell'entrata in vigore della Direttiva europea 96/92/CE.

Il decreto fissa i criteri per l'ammissibilità dei costi non recuperabili e definisce le modalità per la loro quantificazione, reintegrazione e compensazione, ponendo alcuni adempimenti a carico dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La quantificazione dei costi non recuperabili viene effettuata dall'Autorità annualmente a consuntivo per ciascun impianto di generazione ammesso alla loro reintegrazione. L'ammontare massimo di questi oneri generali viene fissato dal decreto pari complessivamente a quindicimila miliardi di lire. In caso di cessione degli impianti ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili il cessionario subentra nei relativi oneri e diritti.

Per quanto concerne la seconda voce il decreto prevede l'esclusione degli impianti con potenza nominale inferiore a 3 MW e di quelli idroelettrici di pompaggio.

Ai sensi del decreto, la maggiore valorizzazione da recuperare è pari, per l'anno 2000, al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, e, negli anni successivi, per ciascun impianto e in ciascun bimestre, alla differenza tra il valore medio ponderato dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale nei diversi periodi di tempo del bimestre, utilizzando come pesi le quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto nei diversi periodi di tempo del bimestre, e i costi fissi medi unitari dell'impianto, come determinati annualmente, entro il 31 dicembre dell'anno precedente, dall'Autorità.

Gli oneri nucleari vengono rideterminati dall'Autorità, tenuto conto di quanto già reintegrato in passato, entro il 31 dicembre 2000, e successivamente ogni tre anni, sulla base di un programma dettagliato delle attività svolte da parte della Sogin S.p.A., la società di proprietà del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica creata da Enel S.p.A. per la chiusura del ciclo nucleare in attuazione del dlgs. n. 79/99. Per l'anno in corso, in via transitoria, tali costi vengono rideterminati facendo riferimento ai costi della gestione corrente, in misura non superiore alle 0,6 lire per kWh consumato dai clienti finali.

I costi per le attività di ricerca, coperti da stanziamenti a carico di un apposito fondo creato presso la Cassa conguaglio del settore elettrico, vengo-

no fissati dall'Autorità ogni anno entro il 31 agosto dell'anno precedente, in misura non superiore ad una lira per kWh consumato dai clienti finali. In via transitoria, per l'anno in corso, al contributo fissato dall'Autorità è posto il tetto delle a 0,5 lire per kWh consumato dai clienti finali. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, d'intesa con l'Autorità, definisce entro il 30 giugno 2000 le modalità di selezione dei progetti di ricerca e del controllo dei risultati. Sino a quella data le risorse sono interamente assegnate alla società di ricerca Cesi S.p.A..

Mercato libero

Con la delibera 30 giugno 1999, n. 91, l'Autorità ha definito le procedure per il riconoscimento tramite autocertificazione della qualifica di clienti idonei ai soggetti identificati ai sensi dell'art. 14 del dlgs. n. 79/99 (*cfr.* Capitolo 2). L'elenco dei clienti idonei viene pubblicato sul sito *internet* dell'Autorità e periodicamente aggiornato.

All'aprile 2000 sono stati riconosciuti idonei 791 soggetti, con oltre 3700 punti di prelievo e con un consumo annuo complessivo superiore 74.000 GWh. Circa il 70 per cento dei soggetti certificati idonei è costituito da clienti finali di dimensioni medio grandi, e il numero delle imprese multiprelievo e dei consorzi appare in continua crescita (*cfr.* Capitolo 2).

Per agevolare l'avvio del mercato libero, l'Autorità ha definito nel maggio del 1999 (delibera 26 maggio 1999, n. 78) alcune clausole negoziali da inserire nei contratti di fornitura dei clienti idonei e nell'ottobre 1999 (delibera 20 ottobre 1999, n. 158) la facoltà di recesso unilaterale per i contratti di fornitura annuale, ad esecuzione continuata di energia elettrica con un solo mese di preavviso.

Enel S.p.A. e soggetti distributori

Il dlgs. n. 79/99 prevede per gli operatori del settore elettrico una serie di adempimenti di natura societaria (primariamente in capo ad Enel S.p.A. e ai distributori di grandi dimensioni) e di razionalizzazione dell'attività di distribuzione in ambito comunale.

Nel maggio del 1999, Enel S.p.A., dopo aver apportato come richiesto dal decreto di liberalizzazione le necessarie modifiche statutarie che le permettono di operare quale *holding* industriale, ha costituito cinque società separate per lo svolgimento di attività nel settore elettrico:

- Erga (Energie Rinnovabili Geotermiche ed Alternative S.p.A.) per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (nell'autunno del 1998 era stata costituita Enel Produzione S.p.A.);

- Enel Distribuzione S.p.A., per l'esercizio dell'attività di distribuzione di energia elettrica ai clienti vincolati;
- Enel Trade S.p.A. per la commercializzazione di energia elettrica e la vendita ai clienti idonei;
- Terna (Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A.) per l'esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione nazionale comprensiva delle linee di trasporto e delle stazioni di trasformazione;
- Sogin (Società Gestione Impianti Nucleari S.p.A.) per l'esercizio delle attività relative allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse, nel rispetto degli indirizzi formulati dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato; le azioni della società sono state assegnate a titolo gratuito al Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica.

Nell'autunno del 1999 Enel S.p.A. ha trasferito a tali società tutti i beni e rapporti giuridici relativi all'oggetto delle loro attività, compresa la quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito.

Fra gli adempimenti di natura societaria previsti dal decreto di liberalizzazione, gli altri proprietari di porzioni di reti di trasmissione nazionale (in numero di circa 15) hanno provveduto alla costituzione di una o più società separate entro il luglio 1999 a cui conferire entro i tre mesi seguenti beni e rapporti, attività e passività relativi alla trasmissione di energia elettrica. Inoltre, i proprietari di impianti di distribuzione che alimentano più di 300.000 clienti finali sono tenuti alla creazione di società separate per le attività di distribuzione e vendita al mercato vincolato. In assenza di aggregazioni delle attività di distribuzione a livello comunale, Aem Milano S.p.A. e Acea S.p.A. (gli unici due distributori nazionali oltre ad Enel S.p.A. che raggiungano tali soglie), hanno provveduto nell'autunno del 1999 alla creazione di tali società.

Le disposizioni relative alla razionalizzazione delle attività di distribuzione dell'energia elettrica negli ambiti comunali che prevedono iniziative di aggregazione fra distributori, coinvolgono, considerando anche quote di utenza minime, un numero piuttosto alto di comuni (circa 200) e quasi la totalità delle aziende di distribuzione partecipate dagli enti locali. Il decreto prevedeva una comunicazione per autorizzazione al Ministero per l'industria, il commercio e l'artigianato, da inoltrarsi entro il 31 marzo 2000. A tale data risulta concluso l'accordo tra Enel S.p.A. e l'azienda distributrice di Trieste mentre sono in fase di avanzata negoziazione gli accordi fra Enel S.p.A. e le aziende distributrici di Parma e Sanremo.

In assenza di proposte spontanee di aggregazione entro il 31 marzo 2000, ovvero in caso tali proposte vengano respinte dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, le società di distribuzione partecipate dagli

enti locali possono chiedere all'Enel S.p.A. la cessione dei rami d'azienda dedicati all'esercizio dell'attività di distribuzione nei comuni nei quali tali società servono almeno il venti per cento delle utenze. Il termine per la suddetta cessione è fissato al 31 marzo 2001. In caso di mancato accordo negoziale è previsto, dopo il 30 settembre 2000, il ricorso all'arbitrato.

L'attuazione della Direttiva sul mercato interno del gas

Nel corso del 1999 e nei primi mesi del 2000 il processo di recepimento nell'ordinamento nazionale della Direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998 (di seguito Direttiva 98/30/CE), relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale ha conosciuto, in vista della scadenza del 10 agosto 2000, un'accelerazione sul piano del dibattito sia istituzionale, sia politico.

Con l'art. 41, legge 17 maggio 1999, n. 144, il Parlamento ha delegato il Governo a emanare entro un anno, con uno o più decreti legislativi, le norme di attuazione della Direttiva europea vincolandolo alla presentazione, entro nove mesi, di schemi di decreti legislativi da sottoporre a nuovo vaglio parlamentare prima della loro definitiva approvazione, entro il 22 maggio 2000. Nella delega il Parlamento ha voluto definire i principi e criteri direttivi ai quali il Governo deve attenersi nelle scelte di riassetto del mercato del gas naturale; fra questi l'opzione in favore dell'accesso regolato al sistema a condizioni trasparenti e non discriminatorie e della separazione societaria delle imprese verticalmente integrate, laddove essa risulti funzionale allo sviluppo del mercato.

**Sintesi dei principi e criteri direttivi per il recepimento della
Direttiva 98/30/CE (ai sensi dell'art. 41, legge 17 maggio 1999, n. 144)**

- *Definizione di regole di apertura del mercato che garantiscano il servizio pubblico, la sicurezza, la qualità, l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi, nel rispetto dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.*
- *Dichiarazione di pubblica utilità, urgenza e indifferibilità delle opere infrastrutturali per lo sviluppo del sistema gas.*
- *Eliminazione di disparità normative fra i diversi operatori.*
- *Introduzione di misure atte a salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti, a promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, importazione e stoccaggio, a favorire la concorrenza e l'utilizzo razionale delle infrastrutture esistenti.*
- *Separazione societaria, ove funzionale allo sviluppo del mercato, delle imprese verticalmente integrate e separazione contabile in ogni caso per le attività di importazione, trasporto, distribuzione e stoccaggio.*
- *Accesso regolato al sistema gas a condizioni trasparenti e non discriminatorie.*
- *Garanzia che l'apertura del mercato nazionale avvenga nel quadro dell'integrazione europea per quanto riguarda la definizione delle soglie di idoneità, per facilitare la transizione delle imprese verso nuovi assetti e per assicurare alle imprese italiane condizioni di reciprocità nella competizione sul mercato europeo.*

Nel novembre del 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha presentato al Governo e al Parlamento un parere sui criteri contenuti nella legge delega approvata, in cui si sottolinea l'esigenza di eliminare le disparità normative vigenti a favore di Eni S.p.A. e delle società controllate e di assicurare condizioni trasparenti e non discriminatorie per l'accesso regolato al sistema, rafforzando pertanto il ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Nello stesso parere si auspica:

- l'inclusione fra i clienti idonei di tutti i consumatori che nel regime vigente negoziano, collettivamente o individualmente le proprie forniture con Snam S.p.A.;
- l'adozione di misure affinché Eni S.p.A. e Snam S.p.A. cedano a terzi una quota dei propri approvvigionamenti di gas naturale (sia esteri, sia interni), nel rispetto degli impegni *take-or-pay* antecedenti all'adozione della Direttiva 98/30/CE;
- la separazione societaria delle attività di approvvigionamento, trasporto, stoccaggio e vendita di gas fissando un termine per la separazione proprietaria delle stesse;
- la garanzia di utilizzo degli stoccaggi esistenti da parte di tutti gli operatori del mercato nazionale superando i vincoli normativi che legano le concessioni di stoccaggio a quelle di coltivazione.

Nel dicembre 1999 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha presentato al Governo osservazioni e proposte per l'attuazione della Direttiva 98/30/CE, con l'obiettivo di accrescere la sicurezza degli approvvigionamenti attraverso una maggior integrazione nel mercato europeo e a favorire l'efficienza nell'erogazione del servizio nel rispetto dei diritti degli utenti e della tutela dell'ambiente. La creazione di una pluralità di fornitori, la possibilità per i consumatori di scegliere il proprio fornitore, l'indipendenza e accessibilità alla rete vengono individuate quali condizioni essenziali per la liberalizzazione del mercato. Le proposte, di cui si dà conto dettagliato nella sezione attività svolta della presente *Relazione Annuale* (cfr. Capitolo 5) si concentrano su:

- le condizioni per l'introduzione di un'effettiva concorrenza dal lato degli approvvigionamenti (quote di mercato massime, cessione di capacità da parte dell'operatore dominante);
- la ridefinizione del regime degli stoccaggi (stoccaggio strategico e di bilanciamento) e delle loro condizioni di accesso (separazione societaria dalle altre attività);
- l'accesso trasparente e non discriminatorio al sistema (separazione societaria delle attività di trasporto e dispacciamento, gestione coordinata delle reti interconnesse, potenziamento e sviluppo di nuove infrastrutture);
- la regolazione delle attività di distribuzione e vendita (separazione almeno

contabile e gestionale fra attività di distribuzione e vendita, regolazione dell'accesso alle reti di distribuzione, regime di autorizzazione);

- una definizione delle soglie di idoneità (clienti finali con consumi superiori ai 200.000 mc/anno considerati individualmente o associati in forme consortili, distributori di media dimensione, rivenditori e grossisti).

Il decreto legislativo del maggio 2000

Nel maggio 2000 il Governo ha emanato il decreto legislativo di attuazione della Direttiva 98/30/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas, dopo che il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ne aveva elaborato un primo schema il 14 febbraio 2000, trasmesso nello stesso mese alle Commissioni parlamentari competenti della Camera dei deputati e del Senato e sottoposto poi all'esame della Conferenza unificata Stato-Regioni. Il decreto legislativo, non si limita al recepimento della Direttiva 98/30/CE ma disciplina l'intero settore. Le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale sono dichiarate libere nei limiti di quanto disposto, mentre per le attività di coltivazione e stoccaggio viene modificata la disciplina di concessione vigente. In estrema sintesi il decreto prevede quanto segue.

Importazioni e approvvigionamento: le importazioni dai paesi non UE sono soggette ad autorizzazione dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato sulla base di criteri obiettivi e non discriminatori, pubblicati, inerenti a capacità tecniche e finanziarie, a garanzie sulla provenienza del gas, alla disponibilità di stoccaggio strategico ubicato nel territorio nazionale in quantità proporzionale al gas importato annualmente, alla capacità di contribuire allo sviluppo, alla sicurezza del sistema o alla diversificazione degli approvvigionamenti. Gli importatori di gas naturale devono comunicare al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas alcuni elementi dei contratti già in vigore (termini temporali, quantità, paese di produzione, obblighi comunque connessi al contratto o alla sua esecuzione, e così via). Il Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato può intervenire per garantire l'attuazione degli adempimenti necessari. Viene agevolata l'importazione di GNL, anche con la riduzione degli obblighi di stoccaggio strategico. Vengono stabiliti due vincoli transitori, in ragione annuale, intesi ad agevolare l'ingresso di nuovi soggetti: il vincolo sulla quota massima del consumo nazionale servibile da un singolo gruppo industriale nel periodo 2003-2010 (il 50 per cento), e il vincolo sulla quota massima dell'immissione nella rete nazionale da parte di un singolo gruppo nel periodo 2002-2010 (inizialmente il 75 per cento del consumo nazionale, con riduzione di due punti percentuali ogni anno, fino a raggiungere il 61 per cento).

Produzione nazionale: vengono definiti incentivi e agevolazioni per le attività di prospezione geofisica relative a nuovi giacimenti, a valere su un apposito fondo alimentato dalle *royalties*, e per la coltivazione di giacimenti marginali.

Trasporto e dispacciamento: sono attività libere ma di interesse pubblico con obblighi di allacciamento e accesso alla rete secondo i criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e secondo le tariffe determinate dalla medesima Autorità (il decreto indica obiettivi, elementi e criteri da considerare in tale determinazione). La rete nazionale di gasdotti verrà individuata con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita la Conferenza unificata e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Stoccaggio: l'attività è svolta in regime di concessione di durata non superiore a venti anni, ed è svolta soggetta a obblighi di accesso secondo i criteri e le priorità stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e secondo le tariffe determinate dalla medesima Autorità (il decreto indica obiettivi, elementi e criteri da considerare in tale determinazione). È previsto un incentivo alla conversione in stoccaggio di giacimenti di gas in fase di esaurimento (finanziato con il 5 per cento delle entrate derivanti allo Stato dal versamento delle aliquote di prodotto della coltivazione). L'attività di stoccaggio viene separata dall'attività di coltivazione. Viene agevolata la conversione in stoccaggio di giacimenti di gas in fase di esaurimento. Viene contemplato l'uso di altre strutture geologiche, oltre ai giacimenti in via di esaurimento.

Distribuzione: l'attività, affidata esclusivamente mediante gara, è dichiarata di servizio pubblico con obblighi di allacciamento e accesso alla rete secondo i criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e secondo le tariffe determinate dalla medesima Autorità (il decreto indica obiettivi, elementi e criteri da considerare in tale determinazione). Per gli affidamenti e le concessioni in essere è previsto un regime di transizione che favorisce la concentrazione del settore.

GNL: le infrastrutture di GNL sono soggette al regime di accesso regolato, con obblighi di accesso secondo i criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e secondo le tariffe determinate dalla medesima Autorità (il decreto indica obiettivi, elementi e criteri da considerare in tale determinazione).

Vendita: dal gennaio 2003 è soggetta a un regime di autorizzazione presso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sulla base criteri di disponibilità di servizi di modulazione e di stoccaggio adeguati, di provenienza del gas e affidabilità delle condizioni di trasporto e di capacità tecniche e finanziarie adeguate. Viene affidata all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la vigilanza sulla trasparenza dei contratti, con i relativi poteri di intervento.

Clienti idonei: oltre a chi usa il gas naturale per la produzione di energia elettrica e alla cogenerazione, l'idoneità è estesa ai distributori (per il gas consumato nell'ambito della loro rete di distribuzione) e ai clienti che consumano oltre i 200.000 mc/anno e ai produttori-utilizzatori del gas nazionale; a decorrere dal 1 gennaio 2003, tutti i clienti sono idonei. Anche i grossisti sono clienti idonei.

Separazione delle attività: entro il 1 gennaio 2002, il trasporto va separato societariamente dalle altre attività, salvo eventualmente lo stoccaggio; la distribuzione va separata societariamente dalle altre attività; la vendita ai clienti finali va separata societariamente dalle altre attività. Per le imprese di distribuzione e vendita con meno di 100.000 clienti finali è previsto un periodo transitorio in cui è comunque obbligatoria la separazione contabile e gestionale.

Tutela e sviluppo della concorrenza: dall'1 gennaio 2003 al 31 dicembre 2010 nessuna impresa può direttamente o tramite imprese del gruppo, vendere ai clienti finali più del 50 per cento dei consumi nazionali (escluso l'autoconsumo nell'ambito dello stesso gruppo societario); dal 1 gennaio 2002 al 31 dicembre 2010 nessuna impresa può direttamente o tramite imprese del gruppo immettere nella rete nazionale più del 75 per cento del gas consumato su scala nazionale (escluso l'autoconsumo nell'ambito dello stesso gruppo societario); tale percentuale si riduce del 2 per cento all'anno, fino a pervenire nel 2009 al 61 per cento.

Clausola sociale: sono affidati al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, e al Ministro del lavoro i poteri necessari a governare gli effetti sociali della trasformazione del sistema gas.

Pubblica utilità: l'ottenimento della dichiarazione di pubblica utilità delle infrastrutture del sistema gas avviene in maniera uniforme per tutti i soggetti che intendono realizzarle. La dichiarazione compete al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (o, per i gasdotti di distribuzione, dalla competente autorità della regione interessata).

Reciprocità: le imprese aventi sede in Italia hanno il diritto di accedere ai sistemi del gas e di concludere contratti di fornitura con i clienti dichiarati idonei in altri paesi membri dell'Unione europea, ove tale tipologia di clienti sia stata dichiarata idonea in Italia. Viceversa, le imprese del gas aventi sede in altri Stati membri dell'Unione europea possono concludere contratti di vendita con clienti dichiarati idonei in Italia, solo nel caso in cui la stessa tipologia di cliente sia stata dichiarata idonea nel paese in cui esse hanno sede. È prevista un'attività di monitoraggio del processo di liberalizzazione europeo.

Lo stato della riforma dei servizi pubblici locali

L'attuale assetto normativo del settore dei servizi pubblici locali è costituito, in via generale, dagli artt. 22 e 23, legge 8 giugno 1990, n.142, e da alcune leggi specifiche relative ai diversi settori.

Nuove norme in materia di servizi pubblici locali sono contenute nel disegno di legge n. 4014 volto a sostituire il Capo VII della sopra citata legge n.142/90. Il disegno di legge di riforma apporta significative modifiche all'attuale assetto normativo e intende perseguire i seguenti obiettivi:

- il miglioramento dell'offerta dei servizi pubblici locali e l'affermazione delle condizioni che assicurino l'erogazione di servizi al loro minimo costo, garantendo allo stesso tempo l'universalità e la continuità della prestazione;
- il rafforzamento delle funzioni di indirizzo, programmazione, vigilanza e controllo di comuni e province; a questo scopo il disegno di legge separa dette funzioni da quelle di gestione del servizio;
- la creazione di un mercato concorrenziale;
- il consolidamento strutturale del sistema dei servizi pubblici locali, anche attraverso il coinvolgimento di capitali privati per la realizzazione degli investimenti infrastrutturali.

Il disegno di legge favorisce l'aggregazione degli enti locali per ambiti territoriali che garantiscano la migliore erogazione del servizio.

Gli aspetti più significativi del disegno di legge riguardano in particolare:

- una definizione ampia di servizio pubblico locale, la cui individuazione spetta ai Comuni e alle Province;
- la distinzione tra i servizi a rilevanza industriale (gas, acqua, trasporti pubblici locali, raccolta e smaltimento dei rifiuti) e i servizi pubblici non aventi tale rilevanza;
- il ricorso a meccanismi volti ad attivare meccanismi di concorrenza.

Un aspetto significativo riguarda la previsione dell'affidamento dei servizi a rilevanza industriale esclusivamente tramite gara pubblica. Alla procedura concorsuale possono partecipare solo società di capitali, anche a partecipazione pubblica, e società cooperative a responsabilità limitata (a condizione che non gestiscano servizi pubblici locali in virtù di affidamenti diretti), nonché i gruppi europei di interesse economico (purché non vi facciano parte imprese di costruzione).

Per ogni tipo di servizio è previsto un limite predefinito di durata massima di affidamento. Tale limite di durata è stabilito in modo da risultare non inferiore al periodo necessario alla realizzazione di un coerente piano di investimento e non superiore al periodo di completamento dell'ammortamento. Il disegno di legge stabilisce, inoltre, il divieto di rinnovo dell'affidamento senza procedura concorsuale.

Per i servizi a contenuto non industriale viene lasciata all'ente locale la possibilità di scegliere tra l'affidamento tramite gara e l'affidamento diretto a una società controllata, la gestione attraverso le istituzioni ed eccezionalmente in economia. Nel caso di servizi pubblici a rilevanza industriale gli enti locali hanno due opzioni di affidamento a gara per meglio adeguarsi alle specificità locali: affidamento congiunto o separato di rete e servizio. Nel caso dell'affidamento separato di rete e servizio, è data la possibilità agli enti locali associati di trasferire la proprietà della rete a una società da loro controllata che ne curi la progettazione. Questa società, che non può gestire il servizio all'utenza, ma alla quale può essere affidato il compito di bandire le gare per l'affidamento dello stesso, amministra i beni destinati al pubblico servizio, conferendo a terzi i lavori e i servizi necessari all'attività di gestione e sviluppo delle reti e degli impianti secondo procedure comunitarie.

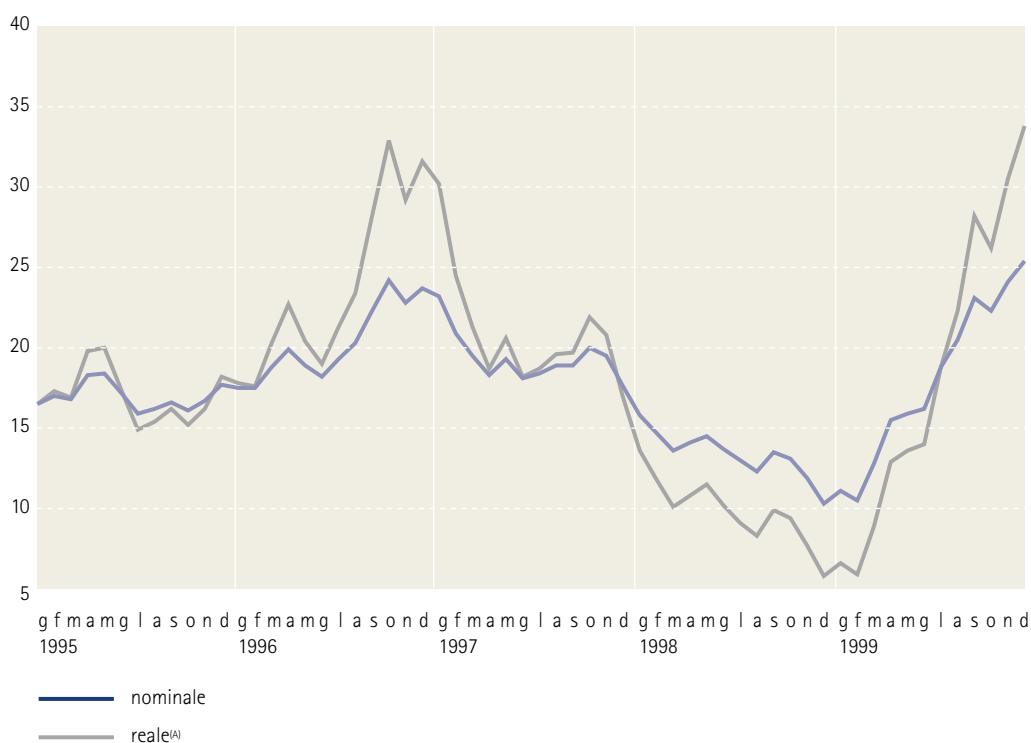
PREZZI ENERGETICI, FISCALITÀ E AMBIENTE

I prezzi internazionali delle fonti energetiche

Nell'ultimo biennio (Fig. 1.1) il prezzo del petrolio ha oscillato in misura eccezionale, con un forte calo nel 1998 (il *Brent* è passato da 16 \$/barile di gennaio fino a toccare 10 \$/barile in dicembre) e una netta ascesa nel 1999 (in dicembre ha raggiunto i 25 \$/barile). Tra dicembre 1998 (punto di minimo) e dicembre 1999, il prezzo del *Brent* è cresciuto del 147 per cento in termini nominali e del 488 per cento in termini reali. Il recupero delle quotazioni nel 1999 è avvenuto inoltre ad una velocità molto più elevata di quella sperimentata nella fase di discesa.

FIG. 1.1 PREZZO INTERNAZIONALE DEL GREGGIO (*BRENT*)

Prezzo in dollari, nominale e reale



(A) Deflazionato con i prezzi alla produzione di paesi OCSE

Fonte: Elaborazioni su dati *Economist* e OCSE

Alla base delle flessioni del 1998 si collocano numerosi fattori, tra i quali: una domanda debole di prodotti petroliferi, soprattutto a seguito della crisi asiatica; gli inverni con temperature relativamente miti; il mancato coordinamento tra i paesi produttori, sia appartenenti al cartello dell'OPEC, sia al di fuori di tale cartello. L'insieme di questi fattori ha provocato un eccesso di offerta che, in presenza di scorte superiori alla norma, ha condotto a un prezzo decrescente. Il perdurare di livelli di prezzo estremamente bassi ha causato al contempo cospicue riduzioni nelle entrate dei paesi produttori: per alcuni di essi queste si sono tradotte in vere crisi economico-finanziarie a cui è seguita l'interruzione – per mancanza di risorse – di programmi di sviluppo già avviati. La volontà di uscire da tale situazione spiega, per gran parte, la ritrovata coesione all'interno del cartello.

Nel marzo del 1999 i paesi dell'OPEC, unitamente a Messico e Norvegia, hanno deciso un taglio produttivo pari a 4,3 milioni di barili al giorno taglio che è stato rispettato all'80 per cento. Complessivamente la produzione dei paesi OPEC (Irak escluso) è passata da 27,2 milioni di barili/giorno del febbraio 1998 agli attuali 23,9. Venezuela e Arabia Saudita sono i paesi che stanno attuando in misura maggiore i tagli, benché anche per gli altri paesi le riduzioni non siano da considerare irrilevanti: Messico, Norvegia e Oman, ad esempio, hanno ridotto complessivamente la produzione di 1 milione di barili/giorno.

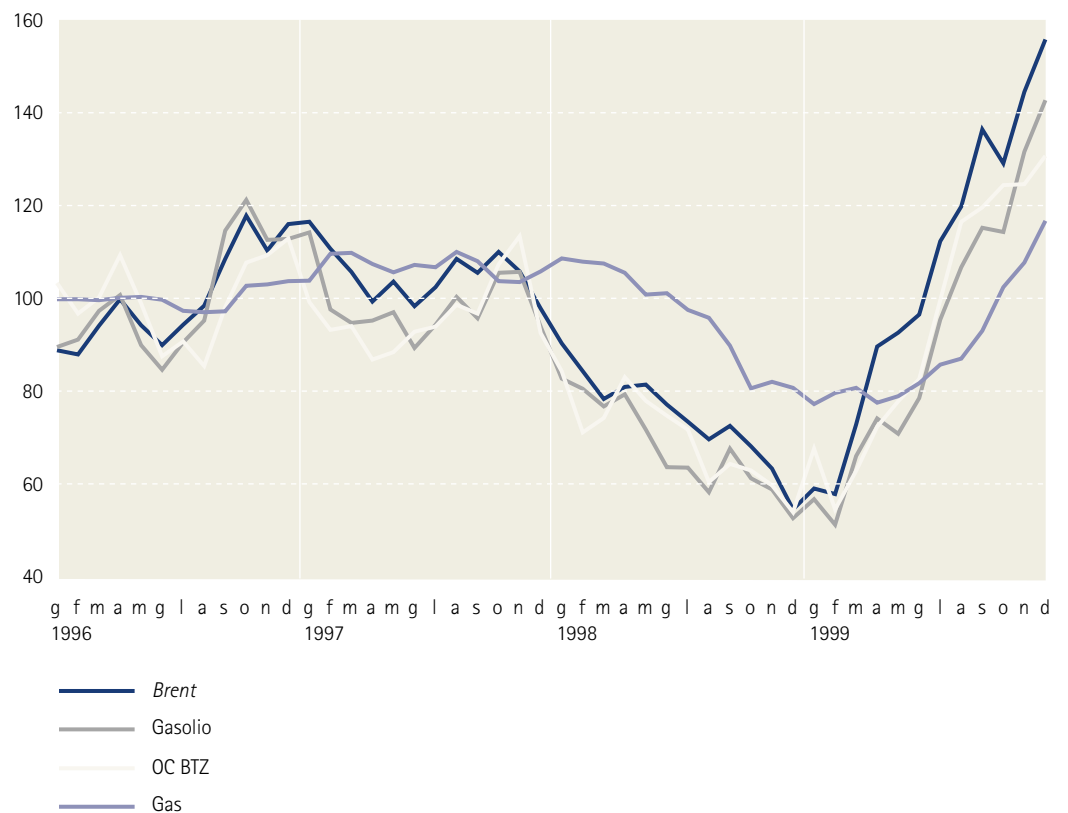
Accanto alla ritrovata forza del cartello nel mantenere i tagli produttivi vi sono elementi di carattere congiunturale che non favoriscono il rientro delle quotazioni. Tra questi sono da menzionare la ripresa economica generalizzata, specialmente nell'area asiatica, che spinge verso l'alto la domanda di combustibili; la rallentata capacità di offerta di petrolio da parte dei paesi non appartenenti al cartello OPEC 'allargato' (formato cioè dai paesi dell'OPEC insieme con Messico e Norvegia), causata in parte dall'interruzione delle ricerche di nuovi giacimenti (i livelli passati dei prezzi erano troppo bassi per giustificare gli investimenti) e in parte dal fatto che i giacimenti nelle aree del Mar Caspio e del Caucaso si sono rivelati meno promettenti di quanto ci si attendeva; la perdurante incapacità dell'Irak di sfruttare le grandi disponibilità di materia prima del programma *Oil for food*.

Gli andamenti del mercato petrolifero nel 1999 si sono riflessi sui prezzi internazionali dei prodotti derivati. Nell'area dell'euro l'impatto dei rialzi delle quotazioni internazionali è stato aggravato dalla svalutazione dell'euro sul dollaro. Utilizzando i valori dei prezzi tradotti in lire al cambio medio mensile, nel 1999 si rileva un'ascesa del 186 per cento per il prezzo del *Brent*, del 71 per cento per il gasolio (prezzo Mediterraneo, *fob*) e del 43 per cento per l'olio combustibile a basso tenore di zolfo (prezzo Mediterraneo, *fob*) del 143 per cento (Fig. 1.2) e della benzina.

Anche il prezzo del gas (prezzo medio di importazione europeo, secondo *World Gas Intelligence*) è corredato con quello del greggio, e ne segue le oscillazioni sia pure con qualche attenuazione. La crescita del prezzo nel 1999 risulta molto più contenuta e pari al 45 per cento.

FIG. 1.2 **PREZZI INTERNAZIONALI DEI COMBUSTIBILI**

Prezzi in lire (medie mensili; numeri indice 1996 = 100)

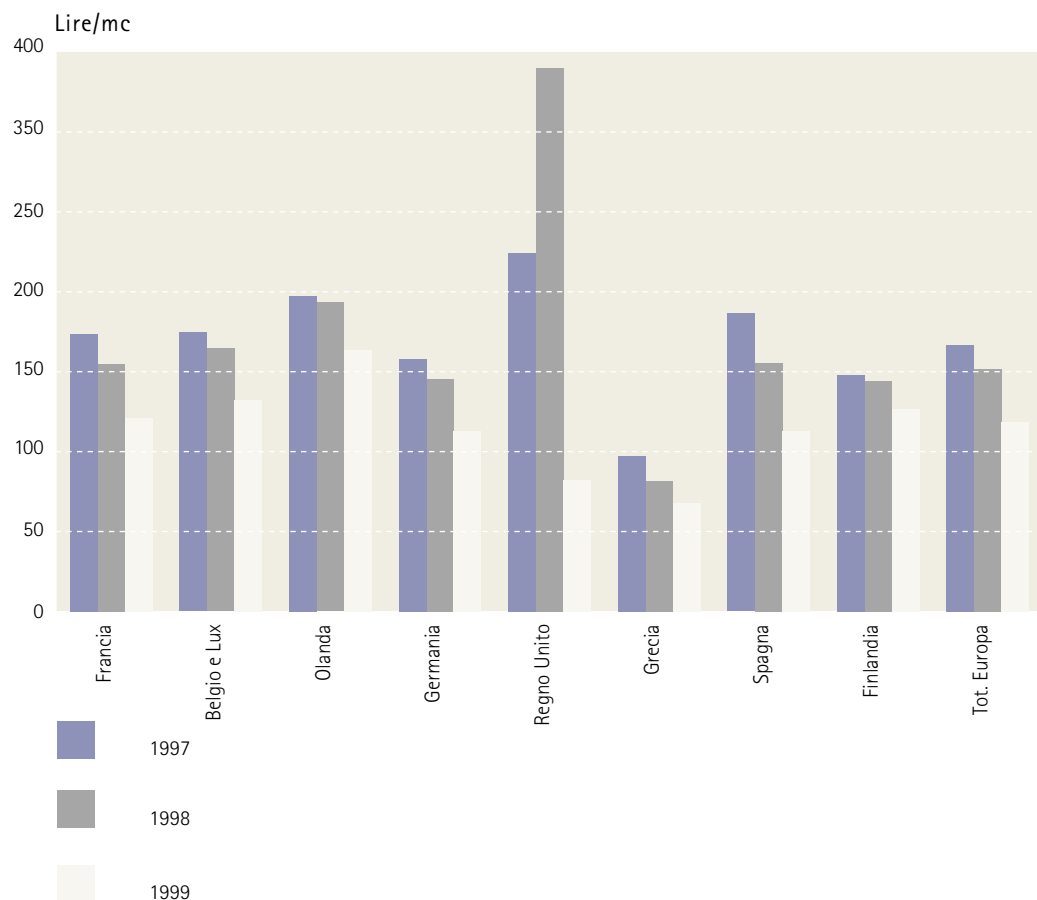


Fonte: Elaborazioni su dati Platt's, WGI.

L'utilizzo di informazioni elaborate dall'Eurostat (Fig. 1.3) consente di descrivere con maggiore accuratezza l'andamento dei prezzi all'importazione del gas; va tuttavia rilevato che tale fonte, analogamente all'Istat, 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 inferiore a tre.

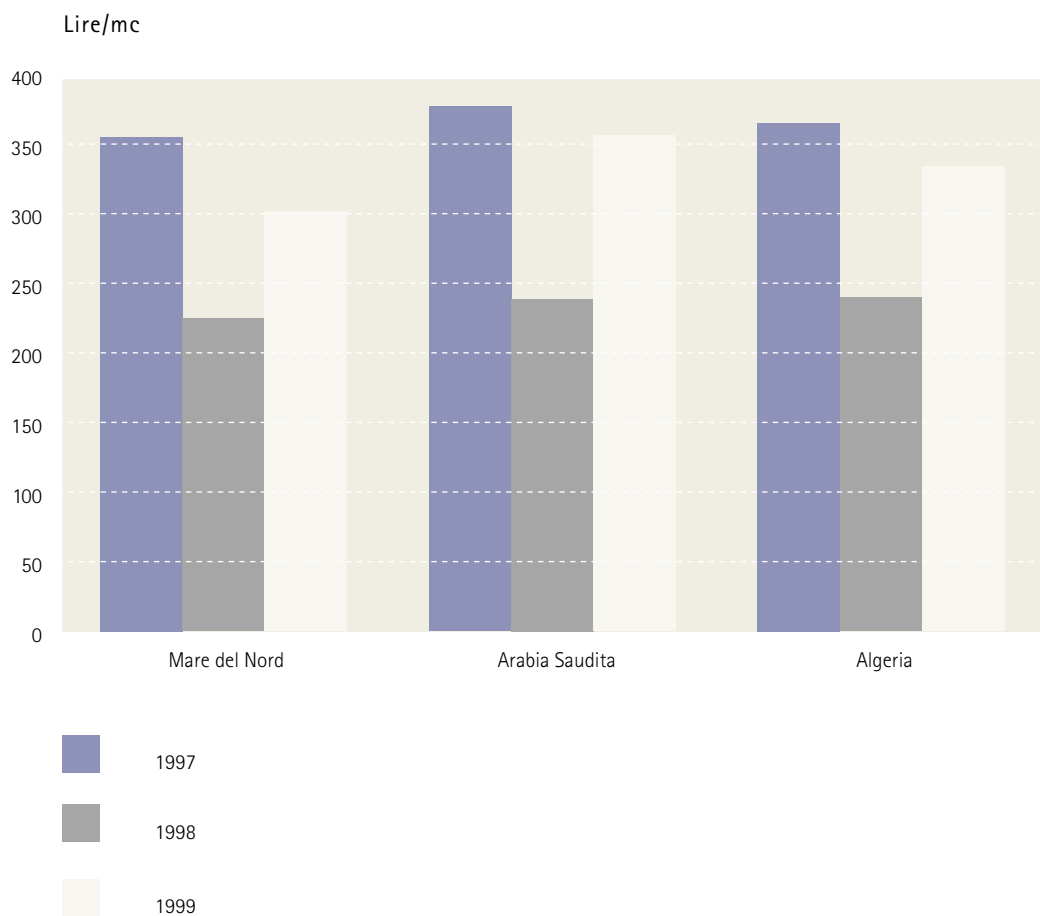
Questi dati confermano che il prezzo d'importazione del gas è strettamente legato all'andamento delle quotazioni petrolifere, ancorché con ritardi nell'indicizzazione. La figura mostra come a fronte dell'andamento cedente del prezzo del petrolio, nel corso del 1998, e più ancora nella prima parte del 1999, il prezzo del gas è diminuito in tutti i paesi europei raffigurati. La discesa è più contenuta per i paesi che importano quantitativi di gas limitati, come Olanda e Finlandia. Fa eccezione il solo Regno Unito, dove il prezzo medio del 1998 risulta più elevato rispetto al 1997: tale andamento è riconducibile ad importazioni di gas *spot*, e perciò più costose.

FIG. 1.3 **PREZZI MEDI C/F ALL'IMPORTAZIONE DEL GAS NATURALE IN ALCUNI PAESI EUROPEI^(A)**



(A) I valori sono riferiti al periodo giugno-luglio

Fonte: Eurostat

FIG. 1.4 **PREZZI MEDI FOB POSTING/CONTRACTS DEL PROPANO**

Anche il prezzo medio del propano risulta influenzato dal prezzo del petrolio, ancorché in misura meno sensibile (Fig. 1.4), con alcune variazioni dipendenti dal paese di origine: nel 1999 si riscontrano aumenti del 49 per cento per il propano proveniente dall'Arabia Saudita, del 39 per cento per quello proveniente dall'Algeria e del 34 per cento per quello proveniente dal Mare del Nord.

L'evoluzione della normativa sulla tassazione energetica

Imposte sui consumi di energia elettrica

Nel corso del 1999 e dei primi mesi del 2000 sono entrate in vigore alcune innovazioni relative alle imposte di consumo sull'energia elettrica introdotte con la legge 13 maggio 1999, n. 133, recante *Disposizioni in materia di perequazione, razionalizzazione e federalismo fiscale*.

Dal mese di maggio 1999 sono state soppresse le aliquote ridotte dell'imposta erariale previste per i consumi di energia elettrica esonerati dall'applicazione del sovrapprezzo termico ai sensi del provvedimento CIP n. 3/88, relativi alle imprese industriali ed alberghiere; di conseguenza il trattamento degli autoconsumi di energia elettrica prodotta dagli autoproduttori è stato equiparato con quello dei normali produttori di energia elettrica.

Sempre dalla stessa data i consumi delle imprese di autoproduzione e per qualsiasi uso in locali e luoghi diversi dalle abitazioni sono soggetti alle stesse aliquote dell'addizionale erariale già applicate alle altre imprese, in relazione alla potenza impegnata. A partire dall'1 gennaio 2000 l'aliquota prevista nei casi di potenza impegnata maggiore di 3.000 kW è stata ulteriormente aumentata, passando da 4 lire/kWh a 4,5 lire/kWh.

È stata inoltre esclusa dal campo di applicazione dell'imposta erariale e delle relative addizionali l'energia elettrica consumata, autoprodotta o ricevuta in conto scambio, nell'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW, anche collegati in rete.

Dall'1 gennaio 2000, è stata introdotta un'addizionale provinciale di 18 lire/kWh per i consumi di energia elettrica in locali e luoghi diversi dalle abitazioni per tutte le utenze, da applicarsi fino al limite massimo di 200.000 kWh di consumo mensile. È prevista la facoltà delle Province di aumentare autonomamente tale aliquota, secondo modalità prestabilite, entro un massimo di 22 lire/kWh. Sempre a partire dall'inizio dell'anno 2000 il gettito relativo è completamente destinato alle Province e non anche ai Comuni.

È inoltre entrata in vigore l'esclusione dall'addizionale erariale per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, consumata dalle imprese di autoproduzione e per qualsiasi uso in locali e luoghi diversi dalle abitazioni².

2 L'entrata in vigore del disposto dell'art. 10, comma 6 dal 1 gennaio 2000 è stata comunicata dal Ministero delle finanze in considerazione della mancata copertura degli oneri derivanti dall'applicazione per il 1999 dell'esenzione espressamente indicata dal medesimo comma per gli anni successivi, e del collegamento letterale al comma 5, la cui entrata in vigore è stabilita dal comma 15 del medesimo articolo all'1 gennaio 2000.

Per quanto riguarda i consumi di elettricità nelle abitazioni, dall'inizio del 2000 è stata abrogata l'addizionale erariale ed è stata istituita un'addizionale comunale con differenziazione dell'aliquota rispetto al tipo di uso abitativo: per il consumo di energia elettrica nella abitazioni di residenza anagrafica, fermo restando i principi di esenzione della cosiddetta fascia sociale, è prevista un'aliquota di 36 lire/kWh mentre per le seconde case l'aliquota è pari a 39,5 lire/kWh. L'aumento e la differenziazione delle aliquote di imposta addizionale comunale è una conseguenza dell'unificazione delle due addizionali precedentemente applicate sui medesimi consumi. La pressione fiscale complessiva viene mantenuta invariata.

Le tavole 1.1 e 1.2 riportano le nuove aliquote delle imposte sui consumi di energia elettrica.

TAV. 1.1 **ADDIZIONALI PROVINCIALI E ERARIALI SUL CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA USI NON ABITATIVI**

TIPO DI UTENZA	TIPO DI IMPOSTA (LIT./KWH)			
	VECCHIO REGIME		NUOVO REGIME	
	Addizionale		Addizionale	
	Provinciale	Erariale	Provinciale	Erariale
POTENZA ASSORBITA FINO A 30 KW				
fino a 200.000 kWh/mese	11,50	7,00	18,00	7,00
oltre 200.000 kWh/mese	-	7,00	-	7,00
POTENZA ASSORBITA DA 31 A 3000 KW				
fino a 200.000 kWh/mese	11,50	10,50	18,00	10,50
oltre 200.000 kWh/mese	-	10,50		10,50
POTENZA ASSORBITA OLTRE 3000 KW				
fino a 200.000 kWh/mese	11,50	4,00	18,00	4,50
oltre 200.000 kWh/mese	-	4,00	-	4,50

TAV. 1.2 IMPOSTE DI CONSUMO SULL'ENERGIA ELETTRICA - UTENZA DOMESTICA

TIPO DI UTENZA	REGIME VIGENTE FINO AL 31 DICEMBRE 1999						REGIME IN VIGORE DAL 1 GENNAIO 2000					
	TIPO DI IMPOSTA (LIRE/KWH)					TOTALE ESCLUSA IVA	TIPO DI IMPOSTA (LIRE/KWH)					TOTALE ESCLUSA IVA
	ERARIALE	ADDIZIONALE			IVA%	(lire/kWh)	ERARIALE	ADDIZIONALE			IVA%	(lire/kWh)
		Comunale	Provinciale	Erariale				Comunale	Provinciale	Erariale		
Utenti residenti ^(A)	9,10	28,00	0	8,00	10	45,10	9,10	36,00	0	0	10	45,10
Utenti non residenti	9,10	28,00	0	11,50	10	48,60	9,10	39,50	0	0	10	48,60

(A) Esclusi i primi 150 kWh/mese per le forniture fino a 3 kW. Quando il consumo mensile risulta superiore ai limiti di 150 kWh per le utenze fino a 1,5 kW e 220 kWh per quelle oltre i 1,5 e fino a 3,0 kW, i kWh esenti vengono progressivamente ridotti fino al loro esaurimento di tanti kWh quanti sono quelli eccedenti detti limiti, con conseguente addebito degli stessi alle aliquote previste per l'utenza residenziale.

L'entrata in vigore delle disposizioni di cui sopra, ha realizzato un diverso sistema di attribuzione tra Stato ed enti locali delle addizionali applicate sul consumo di energia elettrica. Allo Stato rimane l'addizionale erariale relativa ai consumi di energia elettrica in locali e luoghi diversi dalle abitazioni, mentre l'addizionale comunale e provinciale applicata sui medesimi consumi è di completa pertinenza delle Province; tutto quanto derivi dall'applicazione delle addizionali sui consumi di energia elettrica nelle abitazioni, quindi anche i maggiori proventi, viene destinato ai Comuni.

La fiscalità sul gas naturale

La fiscalità sul gas metano è stata influenzata, nel corso degli ultimi mesi del 1999 e dei primi mesi del 2000, dall'introduzione di alcuni interventi correttivi sulle aliquote delle accise su alcuni oli minerali e sul gas metano, interventi decisi dal Governo per contrastare la forte crescita dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi e i conseguenti effetti negativi sul tasso di inflazione.

Con decreto legge 29 ottobre 1999, n. 383, convertito in legge 28 dicembre 1999, n. 496, il Governo ha disposto il primo provvedimento di defiscalizzazione, che ha riguardato i carburanti (benzina, gasolio, GPL e metano), il gasolio e il metano per riscaldamento e usi civili, gli oli combustibili semi-fluidi, fluidi e fluidissimi per riscaldamento e per uso industriale. La quarta colonna della tavola 1.3 riporta le nuove aliquote sul gas metano stabilite per il periodo 1 novembre 1999 - 31 dicembre 1999.

Con lo stesso decreto il Governo ha previsto che tali aliquote siano variate, in aumento o in diminuzione, tenuto conto dell'andamento dei prezzi internazionali in lire del petrolio greggio, in modo da compensare la conseguente variazione dell'incidenza dell'imposta sul valore aggiunto. Le variazioni delle aliquote, così come i termini di pagamento delle accise, devono essere stabilite con decreto del Ministero delle finanze di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. In base alle disposizioni del decreto, il recupero delle minori entrate avviene attraverso aggiustamenti sui tempi e sull'entità dell'IVA.

Sulla base della delega prevista dal decreto legge 29 ottobre 1999, n. 383, e considerato "il permanere di una situazione di emergenza economico e finanziaria derivante dalla necessità di contenere le spinte inflative causate dall'andamento dei prezzi internazionali del petrolio greggio", il Governo ha varato due successivi decreti che hanno ulteriormente ridotto le aliquote di imposta sui prodotti interessati dal primo decreto, prorogando il periodo di defiscalizzazione fino al 30 aprile 2000. La tavola 1.3 illustra l'evoluzione delle aliquote sul gas metano dall'1 novembre 1999 al 30 aprile 2000.

TAV. 1.3 VARIAZIONI DELLE ACCISE SUL GAS METANO

Anno 1999 e 2000

UTILIZZO	CASMEZ (A)	IMPOSTA DI CONSUMO (lire/mc)				VARIAZIONE RISPETTO AL PERIODO PRECEDENTE						VARIAZIONE COMPLESSIVA	
		prece- dente	dal 1.11.99 al 03.01.00	dal 04.01.00 al 29.02.00	dal 01.03.00 al 30.04.00	prima revisione		seconda revisione		terza revisione			
						lire/mc	%	lire/mc	%	lire/mc	%	lire/mc	%
<i>per autotrazione</i>		21,00	12,67	11,28	9,89	-8,33	-39,7	-1,39	-11,0	-1,39	-12,3	-11,11	-52,9
<i>per combustione usi civili</i>													
T1	No	86,84	78,51	76,99	75,47	-8,33	-9,6	-1,52	-1,9	-1,52	-2,0	-11,37	-13,1
T2 fino a 250 mc/anno	No	152,68	144,35	142,96	141,57	-8,33	-5,5	-1,39	-1,0	-1,39	-1,0	-11,11	-7,3
altri usi civili	No	335,57	327,24	325,85	324,46	-8,33	-2,5	-1,39	-0,4	-1,39	-0,4	-11,11	-3,3
altri usi civili	No	335,57	327,24	325,85	324,46	-8,33	-2,5	-1,39	-0,4	-1,39	-0,4	-11,11	-3,3
<i>per combustione usi industriali</i>	No	24,20	24,20	24,20	24,20	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
T1	Si	74,84	66,51	65,12	63,73	-8,33	-11,1	-1,39	-2,1	-1,39	-2,1	-11,11	-14,8
T2	Si	74,84	66,51	65,12	63,73	-8,33	-11,1	-1,39	-2,1	-1,39	-2,1	-11,11	-14,8
<i>altri usi civili</i>	Si	240,52	232,19	230,8	229,41	-8,33	-3,5	-1,39	-0,6	-1,39	-0,6	-11,11	-4,6
<i>per combustione usi industriali</i>	Si	24,20	24,20	24,20	24,20	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0

(A) Consumi nel Mezzogiorno.

Nel complesso rispetto alle aliquote in vigore prima dei provvedimenti di defiscalizzazione, la riduzione dell'imposta di consumo sul gas metano è stata pari a quasi 11,4 lire/mc per gli usi civili soggetti a tariffe T1 e a circa 11,1 lire/mc per quelli soggetti ad altre tariffe e per l'uso per autotrazione. Tenuto conto della differente IVA delle T1 (10 per cento) e delle altre tariffe (20 per cento) la riduzione è stata rispettivamente pari a 12,5 lire/mc e a 13,3 lire/mc.

Ulteriori novità in materia di fiscalità sul gas metano sono state introdotte con la legge finanziaria per l'anno 2000 (legge 23 dicembre 1999, n. 488). Le nuove disposizioni sono relative alle accise sugli oli minerali e al metano, e alle relative agevolazioni³. In particolare, il comma 5 dell'art. 12, legge n. 488 ha modificato il disposto del Testo Unico sulle accise⁴ che differenzia gli impieghi del gas metano in civili ed industriali. In primo luogo, le attività di ristorazione sono state inserite tra gli usi industriali, uniformando così la relativa disciplina a quella dell'attività alberghiera che gode dell'aliquota di accisa prevista per l'uso industriale. In secondo luogo, anche gli impieghi del gas metano utilizzato negli impianti sportivi adibiti esclusivamente ad attività dilettantistiche e gestiti senza fini di lucro sono stati inclusi negli usi industriali. È stato stabilito che si considerano compresi negli usi industriali, anche se l'attività è svolta senza fini di lucro, gli impieghi del gas metano utilizzato nelle attività ricettive svolte da istituzioni che assistono i disabili, gli orfani, gli anziani e gli indigenti (attività ad elevato contenuto sociale nei confronti di soggetti in situazioni psicofisiche di non autosufficienza).

Fiscalità ambientale

Nel 1999 sono entrate in vigore le nuove misure di tassazione delle emissioni di anidride carbonica introdotte dall'art. 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448 recante *Misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo: le variazioni delle aliquote di accise sugli oli minerali (la cosiddetta carbon tax) e la nuova imposta sui consumi di carbone, coke di petrolio e orimulsion impiegati negli impianti di combustione* come definiti dalla Direttiva 88/609/CEE del Consiglio europeo (impianti di combustione di potenza superiore a 50 MW). Alla struttura delle nuove misure di tassazione ambientale e ai loro effetti sui livelli dei prezzi dei combustibili per la generazione di energia elettrica, tra cui il gas metano, è stata data ampia trattazione nella *Relazione Annuale 1999*.

3 Autotrasporto merci, gli oli emulsionati, l'estensione della misura agevolativa prevista all'art. 8, legge n. 448/98 ai serbatoi di GPL e alle frazioni non metanizzate di alcuni comuni metanizzati e il metano impiegato nelle attività di ristorazione e negli impianti sportivi.

4 Approvato con decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504.

La destinazione del gettito della *carbon tax* 1999

In base al disposto dell'art. 8 della legge n. 448/98, una parte delle maggiori entrate derivanti dall'attuazione delle nuove misure di tassazione sulle emissioni di anidride carbonica viene utilizzata per il finanziamento di attività orientate alla riduzione delle emissioni inquinanti, all'efficienza energetica e allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Per il 1999 questa quota equivale a 300 miliardi di lire.

A fine 1999 il Governo ha emanato il decreto che autorizza la spesa di questi fondi⁵. Con il decreto i fondi sono stati iscritti in un'apposita unità previsionale di base dello stato di previsione di cui 290 miliardi di lire sono stati affidati al Ministero dell'ambiente per gli interventi di rilievo ambientale in attuazione del Protocollo di Kyoto e altri 10 miliardi al Ministero delle finanze.

Il regolamento sui criteri e le modalità di utilizzazione di queste disponibilità finanziarie dovrà essere successivamente emanato dal Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il Ministro delle finanze e il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, sentita la Conferenza permanente Stato-Regioni.

La definizione di criteri e modalità contribuirà a promuovere la presentazione da parte di imprese nazionali di programmi di investimento in base ai nuovi strumenti di cooperazione internazionale previsti dal Protocollo di Kyoto.

La definizione delle nuove aliquote di *carbon tax* per l'anno 2000

Ai sensi dell'art. 8 della legge n. 448/99 entro il 31 dicembre 1999 il Governo avrebbe dovuto determinare la rimodulazione delle aliquote di *carbon tax* per l'anno 2000 ai fini del raggiungimento progressivo della misura delle aliquote decorrenti dal 1 gennaio 2005 e in base all'andamento delle emissioni di CO₂ conseguenti all'impiego di oli minerali e degli altri prodotti soggetti alla tassa. Per i prodotti destinati alla generazione di energia elettrica, l'adeguamento annuale nel periodo intermedio deve essere contenuto tra il 5 e il 20 per cento della differenza tra la misura delle aliquote vigenti alla data di entrata in vigore della legge e la misura delle stesse aliquote a regime (da raggiungere entro il 1 gennaio 2005).

⁰⁵ Decreto legge 30 dicembre 1999, n. 500, recante *Disposizioni urgenti concernenti la proroga di termini per lo smaltimento in discarica di rifiuti e per le comunicazioni relative ai PCB, nonché l'immediata utilizzazione di risorse finanziarie necessarie all'attivazione del protocollo di Kyoto*. Il decreto è stato convertito in legge, con modifiche, con la legge 25 febbraio 2000, n. 33.

La dinamica dei prezzi del petrolio nel corso del 1999 e i forti effetti sui prezzi dei prodotti petroliferi e sull'inflazione sono stati alla base della decisione del Governo di rimandare la fissazione delle nuove aliquote di *carbon tax* per l'anno 2000.

Nel corso dell'anno 2000, in base al disposto dell'art. 8, dovrebbe anche essere effettuata la verifica di progressi nell'armonizzazione della tassazione per le stesse finalità a livello comunitario. L'art. 8 condiziona la progressione delle aliquote di *carbon tax* verso l'obiettivo massimo del 2005 ai risultati di questa verifica. A questo proposito si segnala la recente decisione del Governo inglese e di quello francese di introdurre a partire dal 2001, forme di tassazione del contenuto energetico e/o di carbonio dei combustibili (*Climate Changelevy* nel Regno Unito e *Taxe Générale sur les Activités Polluantes - TGAP* in Francia)

In occasione dell'aggiornamento annuale delle aliquote di tassazione il Governo potrebbe rafforzare la valenza ambientale della tassa attraverso una revisione della sua attuale struttura che elimini ogni discriminazione sia tra combustibili sia tra soggetti produttori. Per una trattazione più approfondita della struttura della *carbon tax* si rimanda alla *Relazione Annuale 1999*. Tali interventi renderebbero più chiaro e trasparente l'obiettivo di (parziale) internalizzazione nei prezzi delle esternalità ambientali connesse con l'impiego di questi combustibili nella generazione di energia elettrica.

L'esigenza di chiarezza e trasparenza circa la natura e le finalità ambientali della *carbon tax* richiederebbero che gli aggiornamenti annuali previsti dalla legge istitutiva fossero coerenti con le motivazioni che hanno portato alla sua introduzione, indipendentemente da eventuali mutamenti nella congiuntura internazionale e nazionale (ad esempio, i prezzi del petrolio e i possibili effetti sul tasso di inflazione programmato). Questo anche in considerazione del peso marginale che la tassa in questione ha in rapporto alla fiscalità complessiva sui prodotti energetici.

Stato di attuazione della delibera CIPE 18 novembre 1998

La delibera CIPE 19 novembre 1998, n. 137, recante *Linee guida per le politiche e le misure nazionali di riduzione dei gas serra* ha assegnato un ruolo di grande rilevanza agli interventi di riduzione delle emissioni nel settore dell'energia elettrica e del gas (Tav. 1.4): circa il 38 per cento dell'obiettivo di riduzione complessivo previsto al 2008-2012 dovrà essere conseguito con interventi sull'offerta di energia elettrica (miglioramenti nell'efficienza del parco termoelettrico e sviluppo delle fonti rinnovabili), mentre sul lato della

TAV. 1.4 AZIONI NAZIONALI PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA^(A)

AZIONE	OBIETTIVO DI RIDUZIONE (<i>MtonCO₂eq.</i>)		
	2002	2006	2008-2012
Aumento di efficienza nel parco termoelettrico	-4/5	-10/12	-20/23
Riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti	-4/6	-9/11	-18/21
Produzione di energia da fonti rinnovabili	-4/5	-7/9	-18/20
Riduzione dei consumi energetici nei settori industriale/abitativo/terziario	-6/7	-12/14	-24/29
Riduzione delle emissioni nei settori non energetici	-2	-7/9	-15/19
Assorbimento delle emissioni di CO ₂ dalle foreste	-	-	-1
TOTALE	-20/25	-45/55	-95/112

(A) Gli obiettivi di riduzione sono stimati con riferimento alle emissioni tendenziali.

Fonte: delibera CIPE 19 novembre 1998, pubblicata nella GU del 10 febbraio 1999, n. 33

domanda un contributo significativo al contenimento dei consumi energetici (a cui è stato assegnato un obiettivo di riduzione pari a poco meno del 26 per cento di quello complessivo) dovrà venire da programmi di gestione della domanda elettrica.

La definizione degli interventi da attuare per il perseguimento di questi obiettivi è stata affidata dalla delibera a programmi e provvedimenti specifici, da precisare con un programma temporale stabilito e a cura di varie amministrazioni. Per una sintesi degli interventi indicati nella delibera e di particolare rilevanza per i settori regolati si rimanda il lettore alla *Relazione Annuale 1999*.

Molti degli interventi che riguardano i settori regolati sono di tipo *no-regret*, consentono cioè di conseguire al contempo: obiettivi di riduzione delle emissioni di gas di serra, benefici secondari in termini di contenimento delle emissioni di altri inquinanti di rilevanza soprattutto locale (es. ossidi di azoto, composti organici volatili, polveri, metalli pesanti) e obiettivi connessi all'uso efficiente delle risorse e alla competitività industriale.

Nel corso del 1999, è stato elaborato e adottato un primo insieme di programmi e di provvedimenti in attuazione della delibera. Di particolare rilevanza per il contributo che il settore dell'energia elettrica e quello del gas dovranno dare al perseguimento degli obiettivi nazionali di contenimento delle emissioni di gas di serra sono:

- il parziale recepimento della Direttiva europea 96/61/CE sulla prevenzione e il controllo integrato dell'inquinamento (cfr. dlgs. n. 372/99) e la conseguente introduzione nella normativa nazionale dell'obbligo per gli impianti industriali di adottare le migliori tecnologie disponibili per la protezione dell'ambiente e l'efficienza energetica ai fini dell'autorizzazione o della nuova autorizzazione all'esercizio⁶;
- la predisposizione del *Libro bianco per le fonti rinnovabili*, nel quale vengono definiti gli obiettivi e le azioni per raggiungere entro il 2012 la produzione di oltre 10.000 MW di energia attraverso l'impiego di biomasse, rifiuti, biogas, energia eolica, fotovoltaica, geotermica, idroelettrica, e che costituisce un importante quadro di riferimento per lo sviluppo dei programmi industriali connessi all'attuazione delle norme in materia di liberalizzazione del mercato elettrico (dlgs. n. 79/99);
- la predisposizione del *Libro bianco per la valorizzazione delle biomasse*, che individua obiettivi e procedure per l'attuazione delle azioni rivolte alla valorizzazione delle biomasse agricole e forestali nella produzione di energia elettrica e/o termica;
- l'approvazione del regolamento per l'utilizzazione, ai fini del contenimento delle emissioni, dei fondi derivanti dall'applicazione della *carbon tax* (300 miliardi annui). Tali fondi dovranno essere utilizzati per il finanziamento di interventi orientati prioritariamente allo sviluppo di programmi di risparmio energetico nelle attività industriali e nell'edilizia pubblica e privata, di promozione delle fonti rinnovabili, di ricerca e informazione sui cambiamenti climatici, di cooperazione internazionale per il trasferimento di tecnologie pulite nei paesi in via di sviluppo e del centro-est Europa (oltre che per programmi di sviluppo di modalità di trasporto pubblico a zero o basse emissioni);
- la predisposizione del regolamento sulle procedure e gli standard di riferimento da adottare per le emissioni in atmosfera derivanti dall'utilizzazione delle biomasse come fonte energetica rinnovabile allo scopo di facilitarne l'impiego soprattutto nella produzione di energia associata al teleriscaldamento.

Nel corso del 1999 sono stati predisposti il *Programma nazionale per l'informazione sui cambiamenti climatici* e il *Programma nazionale per la ricerca sul clima*.

6 Il dlgs. n. 372/99 traspone solo le disposizioni della direttiva relative agli impianti esistenti, mentre la disciplina comunitaria per i nuovi impianti e per le modifiche sostanziali agli impianti esistenti verrà recepita con il disegno di legge sulla Valutazione d'Impatto Ambientale attualmente all'esame della Camera.

All'aprile 2000 non sono ancora stati approvati i documenti previsti in materia di politiche e misure che:

- favoriscano il rinnovo accelerato del parco termoelettrico a partire dagli impianti di generazione di energia che comportano alti consumi e basse rese e che sono per questo motivo destinati ad un ruolo marginale per effetto della liberalizzazione del mercato elettrico (previsto entro il 31 dicembre 1999);
- favoriscano la riduzione dei consumi energetici nei settori utilizzatori (previsto entro il 31 dicembre 1999);
- promuovano con adeguate normative tecniche e fiscali lo sviluppo delle fonti rinnovabili nell'ambito degli obiettivi delineati nel Libro verde nazionale, nel Libro bianco della Commissione europea, nonché di futuri provvedimenti nazionali e comunitari di interesse per il settore (previsto entro il 30 aprile 1999);
- individuino i criteri per promuovere le iniziative da sviluppare nell'ambito dei meccanismi di flessibilità definiti nel Protocollo di Kyoto (entro il 30 giugno 1999).

Secondo gli uffici della Commissione europea le emissioni di gas di serra in Italia sarebbero aumentate nel 1999 di circa il 5 per cento rispetto ai livelli 1990, registrando dunque un ulteriore allontanamento rispetto agli impegni di riduzione assunti a livello internazionale e fatti propri dalla delibera CIPE n. 137/98 (riduzione del 6,5 per cento rispetto ai livelli di emissione registrati nel 1990).

Un contributo significativo alla riduzione delle emissioni di gas di serra nei settori regolati potrà venire dal processo di liberalizzazione in corso. La definizione dei programmi di attuazione previsti nella delibera n. 137/98 costituirà un importante quadro di riferimento e dovrà fornire gli strumenti necessari a potenziare gli impatti positivi di questo processo.

La legislazione sui campi elettromagnetici

Il disegno di legge sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici e elettromagnetici presentato dal Governo, approvato dalla Camera dei Deputati e attualmente all'esame della Commissione territorio, ambiente e beni culturali, si prefigge l'obiettivo di regolamentare i vari aspetti dell'inquinamento da campi elettromagnetici, inclusa la tutela della popolazione dai possibili effetti di lungo termine; da questo punto di vista, esso rappresenta una novità in ambito internazionale.

Il disegno di legge prevede tre livelli di tutela della salute:

- limiti di esposizione, per la protezione dagli effetti acuti;

- valori di attenzione, per il risanamento delle reti esistenti ai fini della tutela dagli effetti a lungo termine;
- obiettivi di qualità, per i nuovi elettrodotti e in corrispondenza di spazi dedicati all'infanzia.

La definizione dei limiti per questi tre livelli di tutela viene rimandata alla successiva emanazione di due decreti del Presidente del Consiglio dei ministri (uno per la popolazione, l'altro per i lavoratori professionalmente esposti). Per il solo settore elettrico, è prevista l'emanazione di un terzo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri sui criteri di elaborazione dei piani di risanamento degli elettrodotti, nel quale devono essere specificate le "priorità di intervento, i tempi di attuazione, le modalità di coordinamento delle attività riguardanti più regioni, nonché le migliori tecnologie disponibili per quanto attiene alle implicazioni di carattere economico ed impiantistico". Con apposito regolamento verrà definita la nuova disciplina delle autorizzazioni per gli elettrodotti con tensione superiore a 150 kV.

Secondo il disegno di legge, compete ai gestori degli elettrodotti la presentazione di piani di risanamento rivolti al conseguimento dei limiti di esposizione e dei valori di attenzione stabiliti con decreto; tali interventi dovranno essere ultimati entro dodici anni dall'entrata in vigore della legge. I piani saranno soggetti all'approvazione delle Regioni per le linee con tensione fino a 150 kV e a quella del Ministero dell'ambiente per le linee con tensione superiore. Termini accelerati sono previsti per il completamento del risanamento degli elettrodotti non in regola con i limiti e con le condizioni stabilite dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 aprile 1992.

Ai sensi dell'art. 10, comma 4 del disegno di legge "il risanamento è effettuato con onere a carico dei proprietari degli elettrodotti, come definiti ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79". Il medesimo articolo prevede che "l'Autorità per l'energia elettrica e il gas determina, ai sensi dell'art. 2, comma 12 della legge n. 481/95, entro sessanta giorni dall'approvazione del piano di risanamento, la valutazione dei costi strettamente connessi all'attuazione degli interventi di risanamento nonché i criteri, le modalità e le condizioni del loro eventuale recupero".

Nel mese di novembre 1999, il Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro della sanità, ha trasmesso alle competenti Commissioni parlamentari due schemi di decreto relativi alla tutela, rispettivamente, della popolazione e dei lavoratori professionalmente esposti, ottemperando così alla mozione n. 1-00360 della Camera dei deputati del 13 luglio 1999, con la quale si richiede al Governo la preventiva indicazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità. Tali schemi sono stati definiti ai sensi della normativa ambientale esistente, e potrebbero pertanto essere adottati

anche in assenza dell'approvazione della legge quadro.

Tra i valori enunciati, i più importanti per il settore elettrico sono i seguenti, applicabili agli elettrodotti con frequenza di 50 Hz situati in prossimità di locali utilizzati almeno quattro ore al giorno, e definiti in termini di induzione magnetica:

LIMITE DI ESPOSIZIONE	100 μ T
VALORE DI ATTENZIONE (da rispettarsi come media annua)	0,5 μ T
VALORE DI ATTENZIONE (da rispettarsi istantaneamente)	2,0 μ T
OBIETTIVO DI QUALITÀ (da rispettarsi come media annua)	0,2 μ T

Il Governo ha peraltro dichiarato che l'adozione dei valori suddetti è subordinata a un'attenta valutazione dell'impatto economico-sociale dei provvedimenti e degli scenari sulle conseguenze economiche e tariffarie, da affidarsi a fonti indipendenti.

Infine, la Corte costituzionale, con sentenza del 7 ottobre 1999, ha ritenuto legittima l'adozione di norme più restrittive da parte di singole Regioni, come avvenuto nel caso del Veneto, Abruzzo, Lazio, Piemonte, Puglia.

LA REGOLAZIONE ENERGETICA NEL CONTESTO EUROPEO

Il coordinamento internazionale delle interconnessioni elettriche e delle tariffe transfrontaliere

La liberalizzazione del settore elettrico e la realizzazione di un mercato interno dell'energia elettrica creano le condizioni normative per un significativo aumento degli scambi internazionali di energia elettrica. Tale aumento mette in evidenza alcune carenze che, su diversi confini, caratterizzano oggi la capacità di interconnessione tra le reti; tali carenze diventano il limite principale al conseguimento di un effettivo mercato interno dell'energia elettrica, che richiederà pertanto interventi di sviluppo della capacità di trasporto tra Stati membri. Nel frattempo, è essenziale che la capacità disponibile venga gestita ed allocata ai diversi operatori in maniera trasparente e non discriminatoria, al fine di garantire lo sviluppo ordinato delle transazioni internazionali in condizioni di parità competitiva tra i diversi soggetti interessati.

Oltre alla garanzia di procedure predefinite e trasparenti per l'accesso alla rete di trasmissione nazionale e all'interconnessione tra i diversi Stati membri, lo sviluppo del mercato interno dell'energia richiede una struttura dei corrispettivi di accesso ed uso delle reti di trasporto che non penalizzi le transazioni internazionali rispetto agli scambi di energia elettrica all'interno degli Stati membri. Così come per lo sviluppo delle reti, anche in questo caso, l'attuale struttura dei corrispettivi per l'utilizzo delle stesse è stata sviluppata facendo principalmente riferimento a scambi di energia all'interno di ciascuno Stato membro. Quando applicata a transazioni transfrontaliere, questa struttura può portare ad una accumulazione di corrispettivi (il cosiddetto *pancaking*), nel senso che la transazione può essere soggetta a corrispettivo in ciascuno degli Stati membri sulle cui reti transita l'energia. In questo caso le transazioni internazionali sarebbero penalizzate rispetto a scambi tra operatori localizzati all'interno di ciascuno Stato membro.

Per pervenire ad una gestione coordinata e trasparente delle congestioni di rete sulle interconnessioni ed assicurare che i sistemi dei corrispettivi di accesso ed uso della rete di trasmissione nei diversi Stati membri non siano di ostacolo al libero commercio nel mercato interno dell'energia elettrica, la Commissione europea ha promosso, fin dall'autunno 1997, un *Forum* della regolazione dell'energia elettrica (*European Electricity Regulation Forum*) che vede la partecipazione di rappresentanti del Governo degli Stati membri, regolatori e rappresentanti dei gestori delle reti di trasmissione e degli utenti delle reti stesse. Il *Forum* si riunisce due volte l'anno presso l'Istituto Universitario Europeo di Fiesole, Firenze. Nel quarto incontro del *Forum*, a fine novembre

1999, è stato approvato un documento nel quale si indicava come prioritario lo sviluppo di un sistema di trasferimenti monetari tra gestori delle reti che compensasse ciascun gestore per la quota dei costi delle infrastrutture di trasporto attribuibile ai transiti di energia elettrica sulle reti di trasmissione connessi con importazioni o esportazioni. In questo modo si è voluto evitare che ciascun gestore imponga a tali transiti uno specifico corrispettivo. Nella stessa riunione è stato anche dato mandato alla neo costituita associazione dei gestori di reti di trasmissione (ETSO) di predisporre una proposta per la gestione del sistema di trasferimenti monetari secondo i seguenti criteri:

- il sistema deve operare a livello di gestori di rete, prevedendo trasferimenti monetari tra gli stessi;
- il sistema deve mirare a compensare principalmente i costi sostenuti da ciascun gestore della rete in relazione a perdite di energia elettrica riferibili a transiti di energia elettrica attraverso la rete stessa. Il sistema potrà anche prevedere la compensazione dei costi di specifici elementi della rete che siano stati sviluppati specificatamente per il trasporto dell'energia elettrica tra diversi Stati membri, soprattutto nel caso di quegli Stati membri che sono significativamente interessati, anche in considerazione della dimensione del loro settore elettrico, da transiti interregionali attraverso le loro reti.

È stato inoltre costituito un gruppo di lavoro tecnico ristretto tra rappresentanti dei gestori di reti ed alcune autorità di regolazione (tra cui quella italiana) al fine di controllare i progressi del lavoro.

Al quinto incontro del *Forum*, tenutosi a fine marzo 2000, i gestori di rete hanno presentato una proposta di sistema di tariffazione transfrontaliera e di compensazione tra gestori di rete che, per l'Europa occidentale continentale (dal Portogallo alla Germania e Austria) prevede un corrispettivo pari a 2 euro per kWh pagabile dai produttori e dai grossisti sull'energia esportata, aggiuntivo rispetto a quello già previsto dalla disciplina nazionale dei vari Stati membri. La misura del corrispettivo è determinata in modo da coprire il fabbisogno necessario per compensare i gestori di rete dei costi (di infrastruttura e delle perdite) attribuibili ai transiti ed ai flussi di ricircolo. Il gettito complessivamente generato da questo corrispettivo viene poi diviso tra i diversi gestori di rete interessati in funzione degli effettivi transiti e dei flussi di ricircolo che interessano le loro reti.

La proposta, che potrebbe divenire operativa entro fine anno, è stata poi sottoposta al vaglio dei regolatori. Questi ultimi hanno rappresentato alla Commissione europea, alla quale è stato affidato il compito di definire lo schema nei dettagli, l'esigenza di apportare modifiche allo schema proposto da ETSO al fine di lasciare la libertà agli Stati membri, nell'ambito del criterio di sussidiarietà, di definire le modalità con cui il sistema di compensazione tra

gestori di rete si riflette nei corrispettivi a carico dell'utenza. La proposta dell'ETSO di introdurre un corrispettivo aggiuntivo sull'energia esportata è stata ritenuta penalizzante per lo sviluppo del mercato interno dell'energia elettrica. I regolatori hanno anche sottoposto ad analisi la procedura seguita dall'ETSO per determinare il totale dei costi di rete ammessi a compensazione.

Il recepimento delle Direttive energetiche in Europa

Il mercato elettrico

Ad oltre un anno di distanza dai tempi di attivazione della Direttiva europea 96/92/CE per il mercato interno dell'elettricità, il processo di recepimento nei paesi europei è stato quasi del tutto completato (Tav. 1.5). Con la parziale eccezione dei paesi che godono di una deroga ai termini previsti (Belgio, Irlanda e Grecia) i restanti paesi dell'Unione europea hanno completato entro la data prevista del 19 febbraio 1999 il processo di recepimento, in molti casi andando oltre le condizioni minime poste dalla Direttiva stessa (*cfr. Relazione Annuale 1999*).

La Francia ha adottato nel febbraio del 2000 una normativa di recepimento delle condizioni minime poste dalla Direttiva evitando così il ricorso per inadempimento ex art. 20 del Trattato di Roma, presentato da alcuni Stati membri alla Commissione. Le caratteristiche della legislazione adottata non sembrano comunque andare nella direzione di una reale liberalizzazione del mercato (*cfr. box*). In primo luogo, essendo stati adempiuti i soli obblighi di separazione contabile e di separazione gestionale con riferimento alla sola attività di trasmissione, il monopolio Edf viene lasciato inalterato e viene potenzialmente rafforzato da un regime di autorizzazione per la costruzione di nuove centrali che risulta particolarmente vincolante. In secondo luogo, le soglie di apertura del mercato sono quelle minime definite dalla Direttiva, mentre l'esercizio del diritto di scelta del fornitore per i clienti idonei, da cui sono peraltro esclusi i distributori, viene fortemente limitato da vincoli di durata dei contratti. Infine l'autorità di regolazione istituita, pur avendo poteri di risoluzione delle controversie, ha primariamente funzioni consultive e di proposta.

Belgio e Irlanda, pur godendo di una deroga supplementare di un anno per il recepimento, hanno accelerato le consultazioni parlamentari sui progetti di riforma del settore e hanno adottato i primi provvedimenti di riassetto rispettivamente nell'aprile e nel luglio 1999. In Grecia, nonostante la deroga di due anni concessa dalla Commissione, il progetto di legge di trasposizione dovrebbe completare l'iter parlamentare entro il primo semestre del 2000.

Nei paesi europei in transizione, in particolare Polonia e Ungheria, sono stati avviati processi di liberalizzazione del settore elettrico, secondo il modello applicato nell'Unione europea.

TAV. 1.5 APERTURA DEL MERCATO ELETTRICO NEL PAESI UE

PAESI	QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL 2000 %	PREVISIONE APERTURA TOTALE DEL MERCATO
AUSTRIA	30	2004
BELGIO	33	2006
DANIMARCA	90	n.d. ^(C)
FINLANDIA	100	già attuata ^(A)
FRANCIA	30 ^(A)	n.d. ^(C)
GERMANIA	100	già attuata
GRECIA	28 ^(B)	n.d. ^(C)
INGHILTERRA GALLES	100	già attuata
ITALIA	35	n.d. ^(C)
IRLANDA	28	n.d. ^(C)
OLANDA	33	2007
PORTOGALLO	30	2006
SPAGNA	46	2007
SVEZIA	100	già attuate

(A) Quota minima prevista nella legge di recepimento febbraio 2000.

(B) Previsto nella proposta di legge.

(C) Non definita.

I punti principali della legge di recepimento della Direttiva 96/92/CE in Francia

- *Il Ministero dell'economia, finanza e industria assume i compiti di programmazione della capacità produttiva, precedentemente svolti da Electricité de France (Edf). Questi dovrà redigere un piano pluriennale di investimento sulla base di obiettivi prefissati in materia di composizione del mix produttivo per tipo di fonte, tecnologia impiegata e distribuzione geografica. Il programma ha la durata di 5 anni e viene rivisto annualmente dopo essere approvato dal Parlamento.*
- *La costruzione di nuova capacità di generazione è soggetta all'ottenimento di autorizzazione da parte del Governo, che ne verifica la compatibilità con il programma pluriennale; nei casi in cui il programma pluriennale non copra la domanda espressa dai clienti idonei verranno organizzate aste competitive; è prevedibile che si ricorra a tale strumento anche per la costruzione di centrali eoliche o fotovoltaiche; non sono previste dismissioni di capacità da parte dell'Edf, che controlla circa il 90 per cento del mercato della generazione; è opportuno ricordare che il mercato francese opera in condizioni di eccesso di capacità produttiva⁸; gli impianti inferiori a 4,5 MW sono autorizzati sulla base di una sola dichiarazione preliminare.*
- *Viene creata una società di gestione della rete di trasmissione e del dispacciamento separata sia sul piano della gestione sia contabilmente da Edf, che rimane proprietaria della rete; la nomina del gestore da parte dell'Edf deve essere approvata dal Ministro dell'economia su proposta del Presidente dell'Edf.*
- *I distributori operano sulla base di concessioni comunali; possono acquistare energia sul mercato libero solo per coprire la domanda dei clienti idonei ed esercitare attività di produzione per l'esclusivo soddisfacimento della domanda dei clienti vincolati.*
- *L'attività di vendita di energia elettrica potrà essere esercitata solo dalle imprese di distribuzione per la quota corrispondente ai propri clienti idonei.; i produttori potranno vendere energia elettrica solo entro il tetto del 20 per cento della propria produzione.*

8 L'entrata di nuovi operatori nel settore dell'energia elettrica, come ad esempio le grandi *utilities* del settore idrico, è scoraggiata oltre che per la situazione di sovracapacità, anche per il timore di un'estensione dello statuto dei lavoratori elettrici e del gas, che secondo alcune stime comporta una lievitazione del costo del lavoro del 40 per cento rispetto al salario ordinario.

- *Edf non verrà privatizzata e sarà preservata l'unitarietà dell'azienda; lo scopo sociale copre le attività di produzione, trasporto, distribuzione, vendita, esportazione e importazione.*
- *Le soglie di idoneità e il calendario di apertura del mercato saranno fissati con successivo decreto del Consiglio di Stato; la legge di recepimento stabilisce che le soglie debbano assicurare l'apertura del mercato in misura uguale alle quote previste dalla Direttiva 96/92/CE; i clienti idonei che decidono di acquistare energia da un fornitore diverso da quello precedente all'ottenimento dell'idoneità dovranno stipulare contratti della durata obbligatoria di 3 anni;*
- *È previsto il mantenimento della tariffa unica sul territorio nazionale (e quindi la predisposizione di appositi meccanismi di perequazione); è stata già introdotta una prima riduzione dei livelli medi delle tariffe secondo gli indirizzi contenuti nel Contract de Plan 1997-2000.*
- *Tutti gli operatori del mercato sono chiamati a contribuire alla copertura degli oneri derivanti dalla difesa del servizio pubblico (contributi per i meno abbienti, pagamenti compensativi per mantenere la tariffa unica, sussidi alle fonti rinnovabili, dismissione dell'impianto nucleare Superphenix), il cui valore stimato è pari a 3 miliardi di franchi.*
- *Viene creata una Commissione di regolazione per l'elettricità con poteri consultivi, di proposta, di risoluzione delle controversie e sanzionatori. La Commissione può presentare proposte in materia di accesso alla rete, regolamento di servizio di rete e remunerazione del servizio pubblico ed ha poteri consultivi in materia di tariffe di vendita e di regolamentazione tecnica. La Commissione è composta da sei membri, tre dei quali (fra cui il Presidente) nominati per decreto governativo e gli altri tre nominati, rispettivamente, dal presidente dell'Assemblea Nazionale, dal presidente del Senato e dal presidente del Consiglio Economico e Sociale. Il mandato ha una durata di 6 anni e non è revocabile né rinnovabile. Un commissario del Governo, senza diritto di voto, potrà partecipare alle riunioni della Commissione al fine di rappresentare gli indirizzi del Governo sulle materie oggetto di discussione, in particolare sulla politica energetica.*

Il recepimento della Direttiva 96/92/CE in Belgio, Irlanda e Grecia

In Belgio la Loi relative à l'organisation du marché de l'électricité approvata nell'aprile 1999 prevede un regime di autorizzazioni per la generazione, l'accesso regolato per la rete di trasmissione (negoziato per il vettoriamento di grandi volumi di energia elettrica) e la creazione di un regolatore indipendente che approva le tariffe di accesso e utilizzo della rete. La gestione della rete ad alta tensione sarà affidata ad un'entità giuridica indipendente con azionariato diffuso a cui è fatto espresso divieto di intrattenere interessi diretti o indiretti in attività della filiera elettrica. Un decreto ministeriale garantisce le caratteristiche di indipendenza e non discriminazione del gestore della rete, che viene nominato e regolato sul piano operativo dal Ministro dell'energia. La regolazione dei prezzi massimi ai clienti vincolati resta di competenza del Ministro federale dell'economia che può anche, su proposta del regolatore, porre un tetto massimo ai prezzi per i clienti liberi. La legge di recepimento definisce idonei i clienti finali con consumi superiori ai 100 GWh/anno e i distributori limitatamente ai volumi di elettricità venduti al mercato libero; ulteriori soglie di idoneità verranno definite in seguito con l'obiettivo di arrivare alla liberalizzazione completa entro il 2006.

In Irlanda l'Electricity Regulation Act del luglio 1999, che definisce il quadro di regolazione per l'introduzione della concorrenza nella generazione e fornitura di energia elettrica, istituisce un'autorità di regolazione titolare delle concessioni e autorizzazioni nonché garante dell'accesso regolato al sistema di trasmissione e distribuzione; le soglie di idoneità sono fissate a 4 GWh/anno.

In Grecia, il progetto di legge in discussione prevede un accesso regolato alle reti di trasmissione e distribuzione, la creazione di un'organizzazione di regolazione settoriale, l'istituzione di un operatore del sistema indipendente, la liberalizzazione della generazione soggetta a un regime di autorizzazione e un grado di apertura graduale del mercato nel rispetto delle soglie minime.

Il mercato interno del gas naturale

Ai fini della realizzazione del mercato unico del gas naturale i 15 paesi dell'Unione europea sono tenuti al recepimento nella propria normativa nazionale della Direttiva 98/30/CE entro il 10 agosto 2000. Alcuni paesi hanno adottato atti di legislazione primaria che recepiscono i contenuti essenziali della Direttiva in anticipo sulla scadenza prevista e stanno perfezionando il processo di recepimento con emendamenti o atti di legislazione secondaria. Si tratta di Regno Unito (*Gas Act, 1986 and Gas Act, 1995*) che aveva raggiunto l'apertura totale del mercato sin dal maggio 1998, Spagna (*Ley del sector de hidrocarburos, 1998, Real decreto, 1999*), Germania (*Energiewirtschaftsrecht, 1998*) e Belgio (*Loi relative à l'organisation du marché du gaz, 1999*).

In tutti gli altri paesi europei sono in fase di avanzata discussione parlamentare proposte di legge di riassetto del settore in vista della scadenza dell'agosto 2000. In Grecia e Portogallo il processo di recepimento risulta ad uno stadio meno avanzato, anche se non sono state ancora presentate alla Commissione europea richieste di deroga.

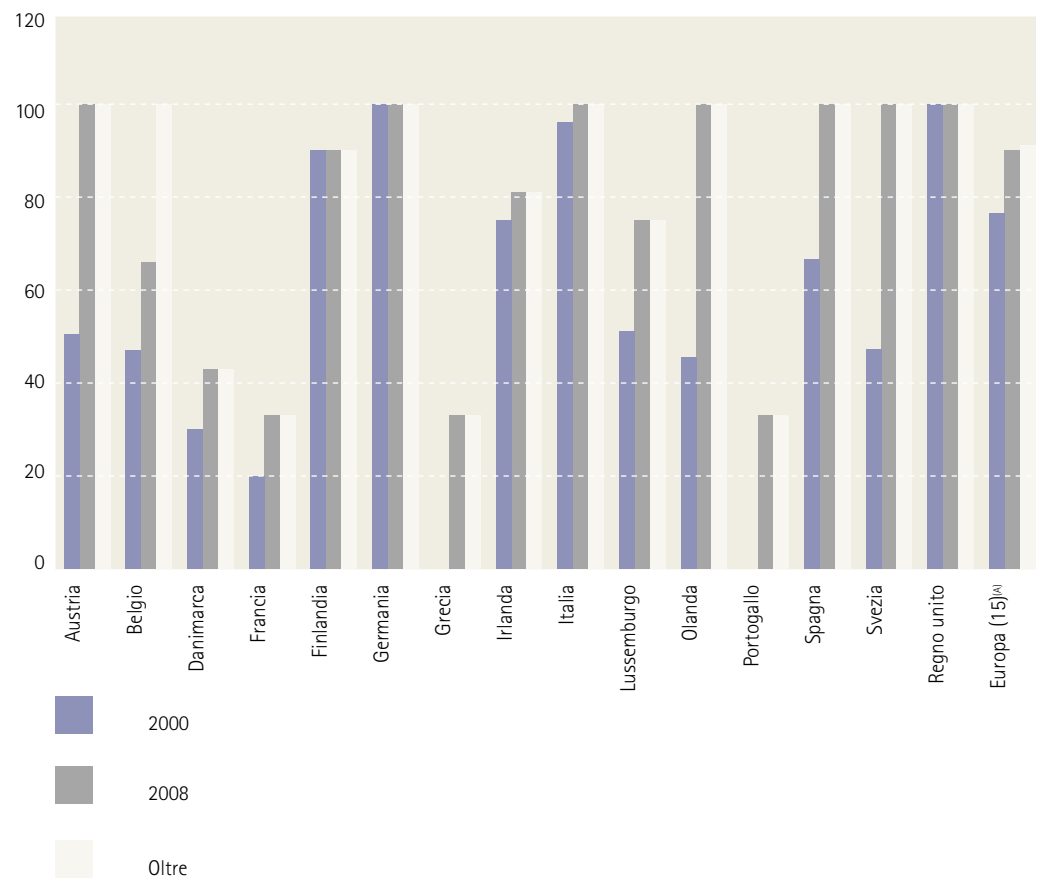
Facendo riferimento alle normative adottate e alle proposte in discussione è possibile evidenziare i lineamenti principali del processo in atto. Relativamente alle opzioni di accesso al sistema, la Direttiva prevede una scelta fra regime di accesso regolato con obbligo di pubblicazione delle tariffe e accesso negoziato con pubblicazione delle principali condizioni commerciali. Nella maggior parte dei paesi sembra prevalere un orientamento verso la scelta di un accesso alla rete regolato con obbligo di pubblicazione delle tariffe di riferimento e l'esclusione di regimi di accesso negoziato puro. Nelle proposte di legge francese, danese e olandese si prefigurano sistemi ibridi o una combinazione delle due modalità di accesso; mentre in Belgio e Germania la scelta per l'accesso negoziato è condizionata dall'approvazione delle tariffe da parte del regolatore o da accordi fra le associazioni di fornitori e produttori.

Il regime di separazione delle attività prescelto nella maggior parte dei casi è quello contabile anche se in almeno quattro paesi (Regno Unito, Irlanda, Spagna e Italia) sono previste forme di separazione societaria e/o amministrativa che vanno oltre il requisito minimo imposto dalla Direttiva.

Le scelte relative alle soglie di idoneità lasciano prefigurare un grado di apertura del mercato ben superiore rispetto alle quote minime imposte dalla Direttiva e più accelerato nel tempo. All'agosto del 2000 in tre paesi la liberalizzazione dovrebbe essere totale, con un grado di apertura medio a livello europeo dell'80 per cento circa; nel 2008 è prevista la liberalizzazione totale del mercato in sette paesi e il grado di apertura medio dovrebbe raggiungere il 90 per cento (Fig. 1.5). Affinché la prospettiva di una liberalizzazione del mercato europeo si traduca nella creazione di un mercato concorrenziale dovranno instaurarsi condizioni di offerta effettivamente competitive e condizioni di

FIG. 1.5 GRADO DI APERTURA PREVISTO DEL MERCATO EUROPEO DEL GAS NAUTURALE

Valori percentuali



(A) Media pesata in base ai dati Eurostat dei consumi di gas naturale.

Fonte: Commissione europea, 2000

accesso non discriminatorio alla rete e ai servizi di stoccaggio.

Il quadro sinottico seguente illustra gli aspetti salienti dell'assetto normativo nei paesi che hanno già avviato processi di liberalizzazione (Tav. 1.6) e dei progetti di legge presentati in altri paesi in vista del recepimento della Direttiva europea (Tav. 1.7).

TAV. 1.6 IL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA GAS IN ALCUNI PAESI EUROPEI

	DIRETTIVA	REGNO UNITO	GERMANIA	SPAGNA	BELGIO
Riferimenti normativi	Direttiva 98/30/CE	<i>Gas Act</i> , 1986 <i>Gas Act</i> , 1995	Legge 29 aprile 1998 <i>Energy industry act</i> . Proposte di emendamenti in corso	Legge degli idrocarburi (8 ottobre 1998) Decreto reale 16/4/1999	Legge 29/4/99 relativa all'organizzazione del mercato del gas. Decreti di attuazione in corso
Grado di apertura nel mercato e soglie di idoneità	20% all'apertura 28% nel 2003 33% nel 2008 Idoneità: impianti a gas per la produzione di energia, clienti finali con consumi > di 25 Mmc/a nel 2003 e 5 Mmc/a nel 2008	100% Tutti gli utenti domestici sono liberi dal maggio 1998 e scelgono fra circa 25 fornitori; gli utenti industriali, liberi dal 1992 scelgono fra circa 70 fornitori	100% da subito senza soglie di "idoneità"	1999: 60% (10 Mmc) 2000: 65% (5 Mmc) 2003: 72% (3 Mmc) 2008: 100%	1999: 47% del mercato generatori elettrici e consumatori finali (25 Mcm) 2003: 49% del mercato consumatori finali (15 Mmc) 2006: 66% del mercato consumatori finali (5 Mmc) 2010: liberalizzazione totale
Accesso alla rete	Regolato e/o negoziato	Accesso regolato con tariffe pubblicate codice di rete che definisce regole di accesso su base trasparente e non discriminatoria (<i>Network code</i>)	Accesso negoziato alla reti sulla base di criteri definiti dalle associazioni di fornitori e acquirenti e obbligo di pubblicazione delle condizioni di accesso. Un accordo sul TPA è stato raggiunto tra: Associazione dei distributori di gas e acqua (BGW); Associazione degli utenti energetici (VIK); Confindustria tedesca (BDI).	Accesso regolato e disposizioni conformi alla Direttiva in caso di rifiuto (decreto reale 1914/97)	Accesso negoziato con obbligo di pubblicazione delle condizioni di accesso. Definizione di un Codice di condotta per le procedure di accesso
Separazione delle attività	Separazione contabile tra le attività di trasporto, stoccaggio, distribuzione	Separazione societaria delle attività di trasporto e fornitura (<i>TransCo</i> e <i>BGTrading</i>)	Separazione contabile	Separazione contabile per attività verticalmente integrate e societaria per attività nel mercato libero e vincolato Il servizio del gas	Separazione contabile

CONTINUA
↓

TAV. 1.6 IL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA GAS IN ALCUNI PAESI EUROPEI

	DIRETTIVA	REGNO UNITO	GERMANIA	SPAGNA	BELGIO
Obblighi di servizio pubblico	Gli Stati membri hanno facoltà di introdurre obblighi di servizio pubblico	Obblighi sociali e di servizio pubblico nelle licenze di autorizzazione	Non previsti	è considerato attività di interesse generale. Obbligo di riserva (35 gg consumo/fornitura) per fornitori e clienti idonei	Obblighi relativi alla qualità, la sicurezza e la garanzia di riserva
Regolazione dei conflitti	Gli Stati membri designano le autorità indipendenti	Autorità di regolazione unica per il settore elettrico e del gas dal gennaio 1999: Ofgem	Autorità antitrust (Kartellamt)	Commission Nacional de l'Energia (CNE) competente per idrocarburi, gas ed elettricità	Commision de régulation de l'��lectricit�� et du gaz
Reciprocit��	Possibilit�� di ricorso alla Commissione		Diritto di accesso negato in caso di mancata reciprocit��	Diritto di accesso negato in caso di mancata reciprocit��	Diritto di accesso negato in caso di mancata reciprocit��

TAV. 1.8 PROGETTI DI RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA GAS IN DISCUSSIONE ALCUNI PAESI EUROPEI

	AUSTRIA	DANIMARCA	FINLANDIA	OLANDA	FRANCIA
Progetto di legge di recepimento	Progetto di legge presentato nel marzo 2000 in fase di revisione dopo una prima consultazione parlamentare	Progetto di legge (29 marzo 2000) in discussione. Entrata in vigore prevista 1 luglio 2000	Progetto di legge approvato il 3 maggio 2000	Progetto di legge approvato dal Consiglio dei ministri e dalla Camera nel marzo 1999 in discussione al Parlamento. Prevista entrata in vigore nell'agosto 2000.	Disegno di legge 17 maggio 2000
Grado di apertura del mercato e soglie di idoneità	Fino all'ottobre 2002 produttori elettrici e consumatori finali > 25Mmc dopo quella data apertura totale subito: 50% dopo ottobre 2002: 100%	Proposta di 'tetti' all'apertura del mercato 2000: 30% 2008: 48% Soglia di idoneità unica attorno ai 35 Mmc, inclusa cogenerazione	2000: 90%	2000: 45% (10Mmc) 2002: 60% (1 Mmc) 2004: 100% (soglie per la cogenerazione)	20% all'apertura Idoneità: soglie in linea con quelle previste dalla Direttiva oltre ai distributori (che superino le soglie stesse)
Accesso alla rete	Accesso regolato con obbligo di pubblicazione delle condizioni generali di accesso e la struttura dei prezzi	Accesso regolato per la rete di distribuzione e negoziato per la rete di trasmissione con obbligo di pubblicazione delle principali condizioni commerciali	Accesso regolato con obbligo di pubblicazione delle tariffe di accesso	Accesso negoziato alla rete di trasmissione e negoziato alla rete di distribuzione); tariffe proposte dagli operatori e controllate dall'Autorità. Obbligo di pubblicazione delle condizioni di accesso e delle tariffe.	Accesso regolato sulla base di tariffe pubblicate; accesso negoziato in casi speciali.
Separazione delle attività	Separazione contabile	Separazione contabile	Separazione contabile	Separazione contabile per le imprese integrate verticalmente. Separazione societaria fra distribuzione e vendita.	Separazione contabile
Obblighi di servizio pubblico	Obbligo di connessione dei clienti e di forniture in caso di negazione di accesso alla rete	Obblighi di servizio pubblico relativi ad attività di R&S, stoccaggi, sicurezza degli approvvigionamenti, sicurezza e bilanciamento della rete	Obbligo di fornitura ai clienti connessi alla rete	Obblighi di servizio previsti per clienti con bassi consumi l'estrazione da giacimenti di piccole dimensioni, risparmio energetico e sviluppo sostenibile	Il servizio del gas è servizio pubblico relativamente ai prezzi (tariffe uniformi per i clienti vincolati), obblighi per la garanzia di fornitura, gli stoccaggi, le interconnessioni
Regolazione dei conflitti	Ministero degli affari economici sino al 2002; è prevista la creazione di un regolatore indipendente	Regolatore del settore energetico autonomo in collaborazione con l'autorità antitrust	Prevista la trasformazione dell'Autorità di regolazione del settore elettrico in Autorità di regolazione del settore energetico	Il regolatore elettrico si trasforma in regolatore energetico	Prevista la creazione di una Commissione di regolazione per energia elettrica e gas
Reciprocità				Clausola di reciprocità e particolari condizioni in materia di sicurezza.	