

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 spacciamento, 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.

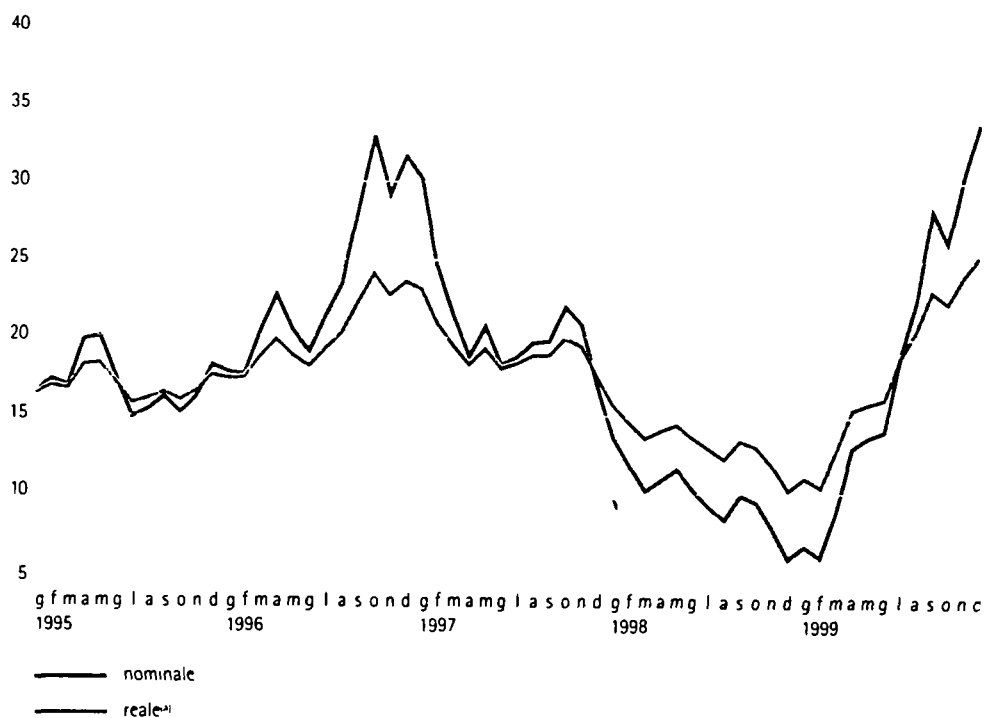
## PREZZI ENERGETICI, FISCALITÀ E AMBIENTE

## 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.

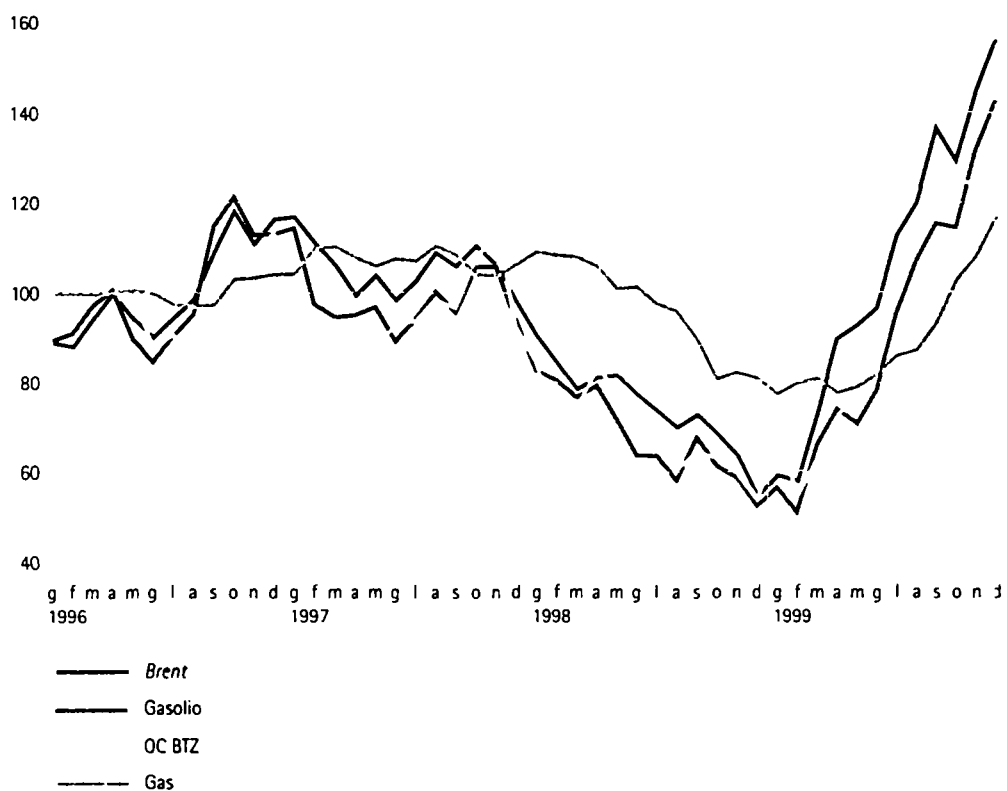
Accanto alla ritrovata forza del cartello nel mantenere i tagli produttivi vi sono elementi di carattere congiunturale che non favoriscono il rientro delle quotazioni. Tra questi sono da menzionare la ripresa economica generalizzata, specialmente nell'area asiatica, che spinge verso l'alto la domanda 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 correato 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 12 PREZZI INTERNAZIONALI DEI COMBUSTIBILI

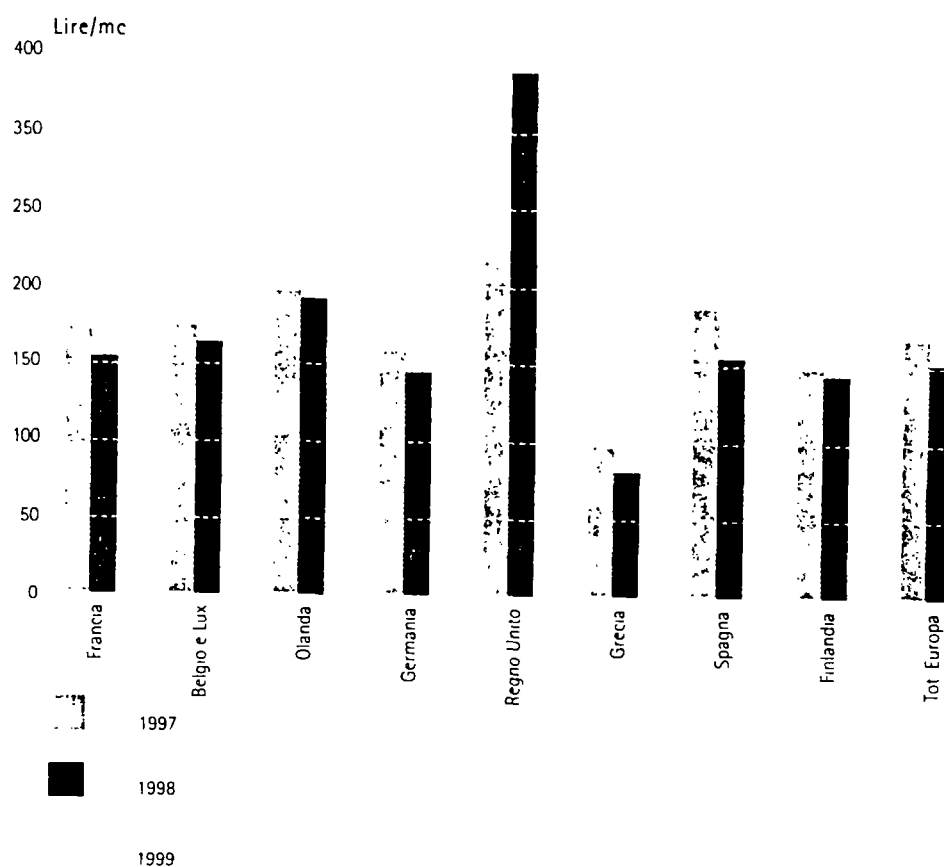
Prezzi in lire (medie mensili; numeri indice 1996 = 100)

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