



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**INDAGINE CONOSCITIVA SUL RIASSETTO DEL
MERCATO DEL GAS**

**Memoria per l'audizione del 21 marzo 2000 davanti alla 10^a Commissione
Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica**

Memoria presentata per l'Autorità per l'energia elettrica e il gas dal Presidente prof. Pippo Ranci

Onorevole Presidente, Onorevoli Senatori,

Ringrazio anche a nome degli altri due componenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas qui presenti, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, la Commissione Industria, commercio, turismo del Senato per l'opportunità offerta da questa audizione che ci consente di offrire il nostro contributo ad un tema così importante come il recepimento e l'attuazione nell'ordinamento legislativo 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 (di seguito: direttiva europea 98/30/CE).

L'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144, ha delegato il Governo a emanare uno o più decreti legislativi per dare attuazione alla direttiva europea 98/30/CE prevedendo che "l'apertura del mercato del gas naturale avvenga nel quadro di regole che garantiscano, nel rispetto dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, lo svolgimento del servizio pubblico, compresi i relativi obblighi, l'universalità, la qualità e la sicurezza del medesimo, l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi".

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ritiene che le norme e le disposizioni contenute nello schema di decreto legislativo deliberato dal Consiglio dei ministri, e trasmesso per l'espressione del parere a questa Commissione parlamentare, costituiscano una solida base per un tempestivo e bene impostato avvio del processo di liberalizzazione del mercato del gas in Italia. Lo schema di decreto legislativo definisce priorità e strumenti per la transizione verso un mercato aperto e concorrenziale, che contribuisca alla crescita economica del Paese. La legge 14 novembre 1995, n. 481, che istituisce l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, la legge delega 17 maggio 1999, n. 144, e la direttiva europea 98/30/CE concordano infatti nel prevedere che le attività del settore del gas naturale siano svolte in un contesto di mercato aperto alla concorrenza nel quale le esigenze di servizio di pubblica utilità trovino tutela in una regolazione attenta sia alla libertà di impresa, fonte di efficienza e di innovazione, sia alla difesa degli utenti e dei consumatori, in particolare di quelli più deboli.

1. Premessa

La liberalizzazione del mercato del gas costituisce una scelta obbligata a causa dell'evoluzione mondiale del settore e delle scelte operate dall'Unione europea. Essa costituisce anche un'opportunità per il Paese tutto. Ne trarranno beneficio i consumatori. Le imprese trovano in essa nuove possibilità e nuovi stimoli per la competitività e la crescita.

Le principali finalità della liberalizzazione sono :

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

Affinché il decreto legislativo raggiunga i suoi obiettivi occorre che gli interventi previsti procedano in modo coerente tenendo conto di un triplice ordine di esigenze che si possono così riassumere:

- nella effettiva esistenza di una pluralità di fornitori,
 - nella possibilità per i consumatori di scegliere il proprio fornitore,
- e, trattandosi di un sistema reticolare,
- nell'indipendenza e nell'accessibilità alla rete e alle sue infrastrutture.

L'efficacia del processo di liberalizzazione dipende dalle soluzioni adottate e dal grado di coordinamento tra le azioni che dovranno essere sviluppate dalle diverse amministrazioni e soggetti nei rispettivi ruoli e ambiti di responsabilità.

A questo riguardo si riscontra una differenza tra l'attuazione della direttiva europea per il mercato interno dell'energia elettrica e l'attuazione della direttiva relativa al mercato interno del gas naturale. Mentre nel primo caso si muoveva da una situazione nella quale le attività, tranne limitate eccezioni, erano sottratte alla libertà di intrapresa, ciò comportando la necessità di individuare quelle da qualificare come "libere", nel secondo era ed è tuttora vigente la situazione opposta, non essendo alcuna attività come tale sottoposta a riserva, e risultando di conseguenza necessario identificare, eventualmente, le attività da sottoporre a tale regime e a regolazione per esigenze di tutela degli interessi generali.

L'integrazione del mercato del gas naturale nel mercato interno europeo rappresenta la sfida che le imprese del settore sono concordemente chiamate ad affrontare nei prossimi anni e che si vorrebbe anche consentisse di meglio valorizzare i progetti in corso di realizzazione e gli importanti risultati già raggiunti. L'Eni Spa ha avuto un ruolo unico e decisivo nella costituzione del settore nazionale del gas, nella promozione degli usi del metano assicurando la sua distribuzione sulla maggior parte del territorio e per una parte determinante degli usi finali. Questi obiettivi sono stati conseguiti, sia sviluppando le risorse nazionali, sia attivando importanti flussi di importazione dai grandi paesi produttori mediante la costruzione di imponenti opere infrastrutturali all'avanguardia tecnologica a livello internazionale.

Nel corso dell'ultimo decennio, l'industria del gas europea, sotto lo stimolo della deregolamentazione dei monopoli nazionali accompagnata da radicali processi di privatizzazione, dapprima nel Regno Unito e di seguito anche in Olanda, in Spagna e Germania si è avviata verso mutamenti di struttura attraverso alleanze e fusioni tra le imprese, partecipazioni e scorpori finalizzati a conquistare nuovi spazi di mercato o ad espandersi in settori contigui, spesso con proiezioni che superano i confini dell'Unione europea.

In questo contesto dinamico è nell'interesse del Paese che il mercato del gas si liberalizzi il più velocemente possibile: tanto a vantaggio degli utenti civili, affinché possano beneficiare di prezzi inferiori e più coerenti con i costi effettivi del servizio e con le dinamiche della concorrenza internazionale, quanto degli utenti industriali, affinché possano meglio competere con i loro prodotti sui mercati internazionali, quanto infine delle stesse imprese del gas che, non diversamente da quelle elettriche e di ogni altro settore produttivo, dovranno saper crescere in un contesto di economia globale facendo sempre meno affidamento su meccanismi di protezione nazionale e sempre di più sulle capacità e iniziative imprenditoriali, e sull'efficienza nell'impiego delle proprie risorse.

Il gas naturale è destinato ad avere un ruolo crescente nel soddisfacimento della domanda di energia dei paesi europei nel corso dei prossimi decenni a motivo della necessità di diversificazione delle fonti di energia primaria, e a motivo delle relativamente più favorevoli caratteristiche ambientali. E tra i paesi europei nelle previsioni fino all'anno 2010 l'Italia appare caratterizzata dal mercato del gas con il più elevato incremento in volume: si prevede un aumento di quasi 26 miliardi di mc., pari a circa il 39% rispetto ai livelli del 1999 e a un quarto dell'intero incremento previsto per l'Unione Europea. La crescita della domanda di gas dipende in larga misura dal settore elettrico: tempi e strumenti proposti o adottati per la liberalizzazione del settore del gas dovrebbero perciò essere compatibili e coerenti con le

esigenze poste dalla liberalizzazione del mercato elettrico, come rappresentate nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, con cui è stata data attuazione alla direttiva europea 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e nei provvedimenti e atti ad esso conseguenti.

I prezzi o le tariffe del gas in Italia al netto, ma anche al lordo delle imposte, indicano un differenziale a sfavore degli utenti rispetto ai prezzi medi europei, particolarmente ampio nei confronti di quei paesi in cui esiste un mercato liberalizzato o in via di liberalizzazione. Tale differenza calcolata per i prezzi al netto delle imposte con riferimento al 1999 appare stimabile nel 7% circa, sia per le utenze domestiche, sia per quelle industriali, rispetto alla media ponderata dei prezzi europei. I prezzi del gas nel Regno Unito, dove il mercato del gas è liberalizzato, appaiono inferiori a quelli italiani del 10% per le utenze domestiche e del 20% per quelle industriali.

Fattori strutturali, quale il più facile accesso alle fonti di approvvigionamento e le differenze climatiche che influiscono sull'efficienza nell'organizzazione della distribuzione, possono spiegare circa la metà delle differenze riscontrate. L'altra metà deve essere ricondotta alla mancanza in Italia di una pressione concorrenziale nel mercato del gas, al divario nell'incidenza fiscale a svantaggio dei combustibili alternativi che ne riduce la potenzialità competitiva con il gas, e alla meno rigida regolamentazione dei prezzi nel nostro Paese.

Il recupero a favore di utenti e di consumatori di una parte consistente di questo differenziale di prezzo può essere di conseguenza considerato come il più immediato e atteso risultato della liberalizzazione. Nella stessa direzione vanno tra l'altro il provvedimento del 22 aprile 1999, n. 52/99 con cui l'Autorità ha fissato nuovi criteri per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane e il provvedimento 22 dicembre 1999, n. 193/99 con cui l'Autorità ha ridotto di 22,6 lire per mc il prezzo del gas ceduto dall'Eni Spa agli esercenti il servizio di distribuzione del gas.

2. L'offerta: come giungere ad una molteplicità di fornitori

Lo schema di decreto legislativo prevede che l'attività di approvvigionamento del gas naturale, sia per mezzo di contratti di importazione di lungo periodo vincolati con clausole del tipo *take or pay*, sia proveniente da produzione nazionale, debba essere libera, nel rispetto delle finalità generali di salvaguardia della sicurezza del servizio del gas e dei criteri per l'accesso e l'uso della rete di trasporto nazionale. Attraverso la progressiva apertura del mercato alla concorrenza e l'ingresso di nuovi operatori si intendono promuovere e favorire l'abbattimento dei costi, la qualità e l'affidabilità del servizio e la sua ulteriore diffusione sul territorio nazionale.

La sicurezza energetica nazionale deve essere garantita dalla diversificazione delle fonti di approvvigionamento, dalla maggiore integrazione del sistema gas nazionale nel sistema gas europeo e dai rapporti di interdipendenza economica più stretti con i paesi produttori.

L'introduzione di una pluralità di fornitori in grado di creare effettiva concorrenza nelle fasi *upstream* del settore del gas è certamente un compito arduo. Una significativa differenza tra la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e quello del gas risiede nell'origine dei centri di produzione che, mentre nel primo caso sono collocati dentro i confini dell'Unione europea (se si prescinde dai combustibili che possono essere importati), nel secondo sono prevalentemente localizzati in paesi esterni all'Unione non soggetti alla normativa comunitaria. Tuttavia, è anche vero che l'Unione europea è circondata da diversi paesi produttori di gas e che nuove occasioni ed aree di approvvigionamento potranno essere attivate e raggiunte con la realizzazione di terminali di rigassificazione.

Per assicurare la formazione di un'offerta concorrenziale devono essere superati ostacoli e impedimenti di natura politica, proprietaria e contrattuale. In particolare devono essere vietati e sanzionati gli accordi di spartizione del mercato finale, che si inseriscono nella catena che dalla produzione e dalle importazioni lega le imprese del gas naturale allo stoccaggio e al trasporto, fino alla distribuzione finale.

Il passaggio dal monopolio alla concorrenza richiede in generale il ricorso a strumenti specifici e transitori come obblighi di scissione di imprese, obblighi di cessione di capacità di produzione o di contratti di importazione, limiti alle quote di mercato. Tale principio è stato seguito in altri casi e paesi, tra cui si può citare la Gran Bretagna, al fine di creare un'offerta concorrenziale.

Lo schema di decreto legislativo proposto dal Governo prevede un doppio vincolo e impone che dopo il 2003 nessun soggetto, anche attraverso le società di cui detiene il controllo, possa superare un limite o “tetto” del 70% del mercato per quanto riguarda le immissioni di gas nella rete ad alta pressione (vale a dire la somma di importazioni e di produzione nazionale), e del 50% per quanto concerne la vendita sul mercato finale; tutto ciò al netto delle perdite e dell'autoconsumo. Questi limiti o tetti sono chiaramente una misura che deve accompagnarsi ad altre al fine di promuovere la concorrenza.

Vi è da chiedersi da un lato quanto siano incidenti sul ruolo dell'Eni Spa i limiti alla quota di mercato e dall'altro lato se anche in presenza di tetti che evitino la permanenza o la formazione di posizioni dominanti, vi siano ulteriori barriere che in qualche modo possono ostacolare l'ingresso di nuovi entranti.

Stime preliminari dell'Autorità indicano che i tetti previsti dallo schema di decreto legislativo non sarebbero difficili da rispettare e probabilmente non richiederebbero significative modifiche degli impegni *take or pay* assunti nei contratti stipulati dall'Eni Spa.

Le stime dipendono dalla crescita prevista nella domanda: quanto più forte la crescita, tanto più facile rispettare i tetti. Le previsioni dell'Autorità sono molto prudenziali e sostanzialmente coincidenti con quelle presentate dall'Eni Spa nell'audizione alla Camera dei deputati. Edison Spa ha presentato una previsione di crescita più veloce, con la conseguenza che i tetti previsti dallo schema di decreto appaiono ancor più facili da rispettare.

Secondo le ipotesi dell'Autorità, al 2010 il mercato italiano raggiungerebbe i 92 miliardi di metri cubi, con un incremento pari a quasi il 40% rispetto al livello del 1999 e un tasso medio annuo di crescita del 3%. Sulla base di tale ipotesi è stato calcolato il presumibile effetto dei tetti previsti dallo schema di decreto legislativo.

L'applicazione di un tetto del 70% sulle immissioni implica un livello di produzione nazionale e importazioni facenti capo all'Eni Spa pari a 55 miliardi di mc. nel 2003. Stimando in 76,8 miliardi di mc. la domanda complessiva al 2003, il tetto del 70% implicherebbe che l'Eni Spa possa immettere nel mercato 51,0 miliardi di mc. al netto delle perdite e senza tenere conto degli autoconsumi, ovvero 54,9 miliardi di metri cubi al lordo di perdite e autoconsumi. Stimando in 15 miliardi di mc la produzione nazionale nello stesso anno, l'importazione coerente con il tetto sarebbe inferiore al livello ammesso dagli obblighi *take or pay* per circa 6,3 miliardi di mc. Solo nel caso in cui la domanda crescesse in misura minore di quanto previsto, o l'Eni Spa volesse incrementare la produzione nazionale al di

sopra della linea tendenziale, il divario salirebbe fino a 6,5 miliardi di mc. Il divario si ridurrebbe poi rapidamente a 1,2 miliardi di mc. nel 2005, divenendo negativo nel 2008, a indicare che il tetto del 70% non rappresenterebbe più un vincolo

Questi risultati evidenziano che nei primi anni di applicazione del tetto, l'Eni Spa dovrebbe contenere la produzione nazionale, oppure rinviare una parte delle importazioni di qualche anno (con operazioni di *make up*, peraltro di uso frequente), oppure cedere ad altri operatori frazioni della produzione nazionale o quote dei contratti di importazione, o infine collocare il gas in eccesso su altri mercati o presso altri operatori in grado di assorbire le partite di gas in eccesso. La modesta dimensione della manovra, l'eventualità che essa possa risultare ancora minore qualora la domanda crescesse più rapidamente di quanto indicato nella nostra previsione, la brevità del periodo interessato inducono a ritenere che l'Eni si possa adattare al tetto sulle immissioni senza eccessiva difficoltà.

Il tetto del 50% sulle vendite nel mercato finale, al netto delle perdite e delle quantità autoconsumate, vincola nel 2003 il volume del gas venduto dall'Eni Spa e dalle società controllate a circa 40 miliardi di mc. Il vincolo risulterebbe assai meno stringente rispetto a quello sulle immissioni confrontato con i volumi di gas che oggi l'Eni Spa e le sue società vendono a clienti finali. Non sono quindi da attendersi problemi per l'applicazione del tetto sulle vendite.

I tetti potrebbero essere resi più efficaci se fossero definiti non in valore fisso a partire dal 2003, ma con valori decrescenti gradualmente nel tempo. In un mercato europeo integrato è da prevedere che, anche in seguito ad iniziative annunciate della Commissione europea, i contratti *take or pay* possano essere progressivamente rinegoziati con la rimozione di alcune clausole limitative della concorrenza che oggi essi contengono, come il vincolo a non cedere il gas al di fuori del territorio nazionale. Ciò faciliterebbe ulteriormente il rispetto dei vincoli e contribuirebbe significativamente alla creazione di un mercato europeo del gas naturale. È pertanto della massima importanza che la Commissione europea attui questo intervento che è stato annunciato.

Ma l'ingresso di nuovi operatori nella fase di approvvigionamento primario potrebbe incontrare anche altri ostacoli, qualora essi non venissero rimossi.

In primo luogo vi sono i requisiti stringenti (e al limite discrezionali) previsti dal decreto legislativo per il rilascio delle autorizzazioni per le importazioni da paesi non Membri dell'Unione europea. Lo stesso tipo di autorizzazione si applicherebbe ad importazioni con

caratteristiche tra di loro molto diverse come l'importazione da gasdotti esistenti, da nuovi gasdotti e da terminali di rigassificazione.

In secondo luogo le norme previste dal decreto per la tutela del diritto di accesso alla rete potrebbero da sole non risultare sufficienti. La previsione che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas debba limitarsi a segnalare all'Autorità garante della concorrenza e del mercato possibili violazioni della legge 10 ottobre 1990, n. 287 appare ridurre il diritto all'accesso a condizioni non discriminatorie, previsto dalla legge 14 dicembre 1995, n. 481 e dall'art.44 della legge 17 maggio 1999, n. 144, nonché la promozione della concorrenza, prevista dalla legge 14 dicembre 1995, n. 481 come compito specifico delle Autorità di regolazione, alla mera repressione degli abusi di posizione dominante o degli accordi restrittivi della concorrenza: strumento di lenta e difficile attuazione, atto a garantire il buon funzionamento di una concorrenza già esistente. Un ruolo più incisivo del sistema di regolazione eviterebbe che una posizione di monopolio che non aveva veste giuridica venga consolidata proprio quando ad opera della direttiva europea e della legislazione nazionale di recepimento si intende aprire il settore del gas alla concorrenza.

Un terzo possibile ostacolo all'introduzione della concorrenza nel mercato del gas è rappresentato dall'obbligo per i nuovi entranti di dotarsi di capacità di stoccaggio, sia strategico che di modulazione, con ubicazione esclusiva nel territorio nazionale, quando invece si stanno presentando opportunità per l'acquisto di servizi di stoccaggio a prezzi competitivi in altri paesi europei. Va rilevato che, secondo lo schema di decreto legislativo, il corrispettivo per lo stoccaggio strategico a carico dei soggetti importatori non verrebbe, stabilito sulla base di tariffe determinate dall'Autorità, come nel caso degli stoccaggi di modulazione, ma lasciato alla libera contrattazione tra le parti o, nel caso di vendite alla frontiera, inglobato in modo non del tutto trasparente nel prezzo della materia prima importata.

Di fronte a queste incertezze, i tempi e i modi del processo di liberalizzazione dell'offerta e quindi anche i risultati attesi da un mercato aperto e concorrenziale dipenderebbero da condizioni e fattori che lo schema di decreto legislativo lascia in parte indeterminati.

3. L'accesso e l'uso del sistema gas nazionale

a) Reti e infrastrutture di trasporto

L'attuale rete italiana di trasporto del gas naturale ad alta pressione, che si confronta favorevolmente con le reti di altri paesi europei, è frutto di un dinamismo di impresa che rappresenta una risorsa essenziale anche per il futuro.

La liberalizzazione e l'intervento di un regolatore indipendente sono volti ad assicurare che più imprese possano operare a beneficio del Paese, in un contesto equilibrato e senza discriminazioni. La parità di condizioni di accesso e di uso alla rete e alle sue infrastrutture di servizio, insieme ad altre condizioni, è cruciale per il corretto funzionamento del mercato. Stimoli alla concorrenza dovranno provenire sia dalle iniziative di operatori concorrenti integrati con propri sistemi di trasporto, che dal diritto all'accesso e all'uso delle reti da parte di terzi.

La capacità di trasporto di gas naturale sul territorio nazionale dovrà aumentare per far fronte alla prevista crescita della domanda. Affinché ciò avvenga in modo compatibile con la promozione della concorrenza, è necessario che siano garantite a tutti gli operatori uguali opportunità anche nello sviluppo delle reti e nell'apprestamento di capacità di trasporto aggiuntive e integrative. L'accesso alle infrastrutture esistenti o la realizzazione di nuove infrastrutture dovranno rispondere a criteri di efficienza economica, di sicurezza e qualità del servizio e di tutela dell'ambiente su tutto il territorio nazionale.

La regolazione opera in modo diverso in presenza di mercati concorrenziali o di situazioni monopolistiche. La percezione di tale differenza conduce i regolatori a separare con chiarezza i segmenti gestiti in regime di monopolio da quelli aperti al confronto competitivo.

Lo schema di decreto legislativo introduce il concetto di sistema del gas comprendente: le reti di trasporto ad alta pressione e di distribuzione, gli impianti di gas naturale liquefatto ubicati nel territorio nazionale e gli impianti che forniscono servizi accessori tra cui quelli di stoccaggio. L'ostacolo rappresentato dalla presenza di un operatore integrato che controlla l'accesso e l'uso del sistema viene superato con la scelta dell'accesso regolato, effettuata dalla legge delega, e con la separazione societaria, disposta dallo schema di decreto legislativo.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha accolto con favore la decisione del Governo di attuare la separazione societaria delle attività di trasporto ad alta pressione e di dispacciamento sulle reti di gasdotti dalle attività di stoccaggio. La separazione societaria nel caso dell'Eni Spa sembra facilitare il conferimento alla prevista società per la rete delle funzioni di gestione coordinata della rete interconnessa di trasporto nazionale e delle funzioni di dispacciamento che sono necessarie per la formazione di un mercato concorrenziale. La soluzione della separazione societaria favorisce il crearsi di una fiducia nell'imparzialità dei comportamenti, condizione necessaria perché le imprese investano e il sistema risponda alle esigenze del Paese ed agli interessi dei nuovi entranti.

In prospettiva l'Eni Spa stessa o altri soggetti anch'essi interessati dalla separazione societaria potrebbero essere disposti a ricercare forme di separazione proprietaria da avviare in relazione a sviluppi del mercato e delle strategie di approvvigionamento che rendano possibile e promuovano la piena integrazione e interoperabilità delle grandi "dorsali", la realizzazione di *interconnector* transnazionali e di *hub* nazionali, anche per mezzo di nuove intese produttive, tenendo a tale fine conto delle opportunità offerte dalla favorevole collocazione geografica dell'Italia e dalla sua duplice integrazione nel mercato interno europeo e nell'area mediterranea.

L'accesso e l'uso regolato del sistema gas richiedono che la determinazione delle tariffe per il trasporto e per i servizi connessi, ivi inclusi il dispacciamento e lo stoccaggio, avvenga a cura dell'organo di regolazione.

Ciò è appropriato, secondo la migliore teoria e prassi della regolazione, dove si verificano condizioni di monopolio, come nel caso dell'accesso e dell'uso dei gasdotti in Italia. Si tratta di un monopolio dettato da ragioni tecnico-economiche, anche se la consueta definizione di "monopolio naturale" non deve far pensare a situazioni in assoluto immodificabili, ma semplicemente connesse a circostanze presenti, quali risultano dalle scelte operate nel corso di vari decenni, quando ragioni sociali ed economiche hanno indotto Parlamento e Governo a favorire la rapida penetrazione del gas naturale. Il monopolio di fatto pone la necessità di sottoporre a scrutinio la struttura e il livello dei costi dell'impresa monopolista, facendo eventualmente riferimento a indicazioni comparabili che possono derivare da sistemi esteri. La regolazione richiede l'acquisizione di informazioni relative alle attività e ai bilanci dei soggetti regolati, per quanto possibile trasparenti.

Le modalità e i procedimenti che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas segue per prendere le sue decisioni costituiscono una garanzia di imparzialità, di tutela dei soggetti interessati, di aderenza agli orientamenti indicati dal Parlamento e dal governo.

La legge 14 novembre 1995, n. 481, nell'istituire l'Autorità prevede (articolo 1, comma 1) che essa, nella definizione del sistema tariffario, tenga conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo; prevede inoltre (articolo 2, comma 21) che lo stesso Governo, nell'ambito del *Documento di programmazione economico-finanziaria*, indichi il quadro di esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità che corrispondono agli interessi generali del Paese. I soggetti interessati vengono consultati in forma scritta e anche attraverso audizioni prima dell'emanazione dei provvedimenti. I ricorsi avverso gli atti e i provvedimenti dell'Autorità sono proposti al Tribunale amministrativo regionale e in seconda istanza al Consiglio di Stato. L'ulteriore previsione che il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato detti all'Autorità criteri per la determinazione tariffaria relativa al trasporto del gas non sembra quindi rafforzare le già sufficienti garanzie di aderenza del sistema tariffario agli obiettivi indicati da Parlamento e Governo, mentre potrebbe introdurre aspettative di minore stabilità e di più debole coerenza interna del quadro regolatorio e tariffario, imboccando così una strada opposta a quella indicata dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, la cui validità è richiamata esplicitamente nell'articolo 41 della legge delega.

Ma oltre alle tariffe per l'accesso e l'uso del sistema del gas, sono necessarie regole tecniche, convenzioni, codici di comportamento che consentano l'interoperabilità delle reti, la loro gestione coordinata tenendo conto delle esigenze di dispacciamento e dei rapporti con le reti di altri paesi appartenenti all'Unione europea. Anche qui l'Autorità di regolazione si presenta, nel disegno contenuto nella legge 14 novembre 1995, n. 481, come l'organo adatto a svolgere tali compiti. I principi definiti in quella legge risultano infatti confermati nella legge delega e in premessa nello stesso schema di decreto legislativo.

b) *Attività di stoccaggio*

L'accesso al sistema riguarda in particolare gli stoccaggi. Per questi l'Autorità ritiene opportuno che si delinei, più chiaramente di quanto non faccia lo schema di decreto legislativo, l'inizio di una transizione verso il mercato. La funzione di stoccaggio, che è funzionale al trasporto e alla distribuzione del gas, deve essere separata da quella di

coltivazione mineraria. L'uso delle reti di trasporto da parte dei soggetti fornitori, grossisti e clienti idonei sarebbe più efficace ai fini della liberalizzazione del mercato del gas se accompagnato dall'accesso diretto ai servizi di stoccaggio.

L'Eni Spa è oggi titolare di concessioni che rappresentano il 99% della capacità complessiva di stoccaggio nazionale. Lo schema di decreto legislativo non prevede misure atte a favorire la creazione di un mercato degli stoccaggi mediante la cessione di capacità ad altri soggetti. D'altro lato lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio richiede tempi lunghi. Il mantenimento del dettato della legge 26 aprile 1974, n. 170, che non ammette il rilascio di concessioni per l'attività di stoccaggio a soggetti che non abbiano già in corso attività di coltivazione, limiterebbe in pratica la formazione di un mercato degli stoccaggi. Un effetto analogo ha l'abrogazione dell'articolo 13, comma 9, del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, che prevede la possibilità di mettere a disposizione di terzi le capacità di stoccaggio non utilizzate dal titolare della concessione.

Pertanto gli stoccaggi nazionali per la modulazione si configurano oggi, a tutti gli effetti, come un monopolio naturale da sottoporre a regolazione. In queste condizioni non è sufficiente che l'Autorità si limiti a svolgere un ruolo di determinazione delle tariffe per l'uso dei servizi di stoccaggio, affidando la definizione delle modalità di accesso e delle procedure di allocazione della capacità al titolare della concessione, soggette unicamente alla vigilanza del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Tale soluzione rischia di introdurre incertezze sia per gli operatori che per gli utenti e di scoraggiare la concorrenza.

Ulteriori ostacoli all'accesso al sistema potrebbero trovare origine nella discrezionalità con cui i titolari di concessioni di stoccaggio possono subordinare la disponibilità di capacità per usi strategici o di modulazione a prioritarie esigenze di coltivazione e a vincoli di compatibilità con il programma di manutenzione e gestione del proprio sistema di stoccaggio e con la capacità delle reti di trasporto cui sono connessi gli impianti di stoccaggio, senza assoggettare le dichiarazioni di disponibilità né ad approvazione, né ad obblighi di pubblicazione. Occorre evitare che i titolari delle concessioni di stoccaggio introducano impedimenti eccessivi nei confronti dei venditori imponendo penalità gravose nell'accesso ai servizi di stoccaggio, come ad esempio l'obbligo di prenotazione di capacità di modulazione su base oraria.

In prospettiva, va considerato che gli stoccaggi nazionali hanno eminenti caratteristiche di risorsa polivalente, il cui sfruttamento può permettere una moltiplicazione del valore rispetto

al loro utilizzo tradizionale. In un mercato concorrenziale è più facile cogliere le opportunità che derivano dalle diverse caratteristiche dei contratti di approvvigionamento, dalla variabilità stagionale tra mercati finali, dai differenziali geografici della domanda indotti da condizioni meteorologiche, dalle fluttuazioni nei fabbisogni che richiedono il parcheggio di gas o il suo scambio tra fornitori diversi, dall'arbitraggio tra possibili utilizzi del gas in relazione alla generazione elettrica ed ai contratti interrompibili, dalla volatilità dei prezzi in un mercato liberalizzato, e infine dalla non coerenza di andamenti tra mercati fisici e finanziari.

4. L'apertura del mercato dei consumi finali

a) *Clienti idonei*

L'Autorità accoglie positivamente la decisione del Governo di estendere il riconoscimento della condizione di idoneità il più rapidamente possibile a tutte le categorie di utenti finali, in modo indipendente dalle loro dimensioni o tipologia di attività. L'applicazione delle soglie minime di consumo a tale scopo previste dalla direttiva europea 98/30/CE avrebbe portato a un'apertura del mercato italiano del gas naturale che, in base alle statistiche disponibili per il 1999, l'Autorità valuta pari a circa il 36% nel 2000, il 38% nel 2003 e il 44% nel 2008. Le scelte contenute nello schema di decreto invece corrispondono a un'apertura immediata di almeno il 65%, che diventa completa a decorrere dall'1 gennaio 2003.

L'estensione dell'idoneità ben oltre il minimo imposto dalla direttiva europea 98/30/CE appare opportuna per almeno tre ordini di motivi.

Innanzitutto la formazione di un mercato libero o comunque contendibile di grandi dimensioni ha un effetto propulsivo sulla formazione di un'offerta concorrenziale.

In secondo luogo l'elevato grado di apertura va valutato favorevolmente anche nella prospettiva dell'unificazione del mercato europeo dell'energia e della proiezione delle imprese in una dimensione internazionale. I meccanismi di reciprocità stabiliti dalla direttiva europea 98/30/CE favoriscono le imprese del gas di paesi nei quali il riconoscimento di idoneità viene esteso nel modo più ampio possibile. La piena affermazione del principio di reciprocità per le forniture sul mercato italiano del gas giocherebbe a favore delle imprese nazionali, consentendo loro di operare sull'intero mercato europeo e di rafforzarsi al più presto per una concorrenza nel mercato italiano che si preannuncia inevitabile. Occorre considerare che nel Regno Unito e in Germania l'idoneità è già estesa a tutti i clienti e in Olanda e Spagna a una parte preponderante di essi; le imprese del gas di questi paesi

sarebbero avvantaggiate rispetto alle imprese italiane se venissero imposte soglie di idoneità più restrittive. Viceversa non vi sarebbero ostacoli per le imprese nazionali a concorrere nei mercati esteri anche in quei paesi che scegliessero soglie elevate con il motivo di proteggere le loro imprese dalla concorrenza.

In terzo luogo vanno considerati la struttura della domanda, per il peso crescente che ha in Italia l'uso termoelettrico, e l'attuale regime di contrattazione delle forniture all'industria, già di libera contrattazione, anche se in presenza di un unico fornitore. L'apertura del mercato risulta importante soprattutto per le imprese di medie e piccole dimensioni che costituiscono la base portante del sistema industriale italiano ma che, per via dei meccanismi in vigore, sono sottoposte ai prezzi maggiori. Oltre il 70% dei consumi di gas naturale dell'industria italiana è concentrato nelle imprese industriali di medie e piccole dimensioni con consumi annui che non raggiungono i 5 milioni di mc. e che, adottando le soglie minime imposte dalla direttiva europea 98/30/CE, non risulterebbero idonee per l'accesso al sistema del gas, nemmeno nella terza fase di applicazione. In Italia esistono oltre 50 mila imprese di medie e piccole dimensioni con consumi di gas naturale che non raggiungono i 200 mila mc. per anno e che pagano prezzi anche oltre due volte superiori a quelli pagati dalle imprese italiane di maggiori dimensioni e da equivalenti imprese in altri paesi europei.

A motivo della probabile permanenza di soggetti in posizione dominante sul mercato, tale da rendere improbabile l'immediata effettiva disponibilità di offerte concorrenti tra cui il consumatore potrebbe scegliere, nonché della difficoltà, per i consumatori di minore dimensione, di attrezzarsi improvvisamente a confrontare offerte diverse e operare una scelta razionale, l'Autorità ritiene che l'estensione dell'idoneità alla totalità dei consumatori debba essere accompagnata da misure di tutela, dirette in particolare verso le categorie meno protette, affinché esse possano cogliere tutti i benefici della concorrenza a condizioni che assicurino il contenimento dei costi e la garanzia della qualità e della sicurezza del servizio secondo gli standard obbligatori determinati dall'Autorità. Pertanto, i clienti precedentemente soggetti a tariffa amministrata dovranno poter mantenere l'opzione di rimanere sotto l'ombrello della protezione tariffaria finché essi stessi non ravvisino condizioni di concorrenza effettiva tali da indurli a preferire il libero mercato.

L'Autorità ritiene anche necessario che venga mantenuto un regime di sorveglianza sull'avviamento del nuovo regime di mercato. L'instaurarsi di una effettiva concorrenza nel mercato *upstream* potrà consentire di eliminare gradualmente il regime di sorveglianza dei prezzi.

Le misure di salvaguardia proposte trovano conferma nell'esperienza di altri paesi. Ad esempio, nel Regno Unito, a più di dieci anni dall'avvio della liberalizzazione e a due anni dal riconoscimento di idoneità a tutti i clienti, è appena iniziato il dibattito sull'opportunità di eliminare il tetto massimo imposto sui prezzi del gas destinato ai piccoli consumatori.

La prossima riforma del sistema tariffario, che l'Autorità sta avviando, porrà rimedio alle attuali ingiustificate diseguaglianze regionali e cittadine. Assieme alla normativa di tutela della qualità, in via di adozione, saranno introdotti elementi che incentivino l'aggregazione dei distributori più piccoli. È anche previsto che il sistema di protezione costituito dalla tariffa e dalle norme sulla qualità mantenga una funzione di garanzia e di orientamento in tutta la fase di transizione al mercato libero.

b) Attività di distribuzione

L'Autorità valuta positivamente la separazione societaria delle attività di distribuzione del gas naturale sulle reti locali da tutte le altre attività del settore del gas.

L'attuale assetto normativo della distribuzione del gas a mezzo reti locali si caratterizza per il rilievo che viene dato alla diffusione territoriale del servizio e ad obiettivi di ordine sociale e ambientale. Vengono per contro sottovalutati gli aspetti imprenditoriali o organizzativi del servizio che, essendo oggi erogato da circa 770 imprese che operano in condizioni di monopolio, potrebbe attraverso iniziative di concentrazione e razionalizzazione conseguire significativi guadagni di efficienza. La maggiore trasparenza assicurata dalla separazione societaria, rispetto alla separazione contabile e gestionale, facilita l'accesso di una pluralità di venditori e grossisti al mercato finale del gas servito dalle reti di distribuzione locale. Con l'apertura delle reti, la separazione societaria stimola gli operatori locali che hanno capacità imprenditoriali a trasformarsi in venditori e grossisti e a svincolarsi dalle reti locali di origine per accedere ai clienti allacciati ad altre reti, promuovendo la concorrenza, la riduzione dei prezzi e il miglioramento della qualità del servizio.

La riorganizzazione del servizio di distribuzione locale del gas naturale prevista dallo schema di decreto, promuove l'efficienza e la concorrenza nel settore del gas mediante meccanismi di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione da parte delle amministrazioni locali. Tuttavia i criteri di ammissione alle gare previsti dal decreto legislativo appaiono restrittivi, in quanto verrebbero escluse dalle gare le imprese che hanno acquisito affidamenti diretti per la distribuzione del gas o anche solo per la fornitura di altri servizi locali. Si introduce così un

impedimento ad una significativa partecipazione di imprese alle gare ed una discriminazione a favore delle imprese di piccole dimensioni. Infatti attualmente solo il 10% degli affidamenti per la gestione del servizio di distribuzione del gas naturale in vigore all'inizio del 1999 sono avvenuti mediante procedure ad evidenza pubblica: si tratta di circa 50 imprese che avevano nel 1998 volumi annui di vendita inferiori a 8 milioni di mc e rappresentavano nel loro insieme meno del 2% delle vendite complessive della distribuzione a mezzo di reti locali.

Un esercente titolare del servizio di distribuzione in almeno un comune mediante affidamento diretto, trattativa privata o rinnovo della concessione, non potrebbe per lungo tempo partecipare a una gara, né avrebbe certezza di prospettive al termine del regime transitorio.

5. Conclusioni

La liberalizzazione del settore del gas prevista dalla direttiva europea 98/30/CE richiede decisioni che assicurino un quadro di regole tali da garantire l'efficienza e la qualità del servizio del gas, la sua diffusione sul territorio nazionale e la sua integrazione nel mercato interno europeo. Essa si accompagna naturalmente ad una corretta regolazione.

La liberalizzazione ben si adatta al sistema gas nazionale, realizzato in larghissima misura per opera di un'impresa pubblica dinamica, ed ora, proprio grazie al suo positivo sviluppo storico, pronto per una radicale mutazione evolutiva. La regolazione garantisce coerenza tra gli interessi degli esercenti il servizio e quelli di utenti e consumatori nel passaggio da proprietà esclusivamente o parzialmente pubblica delle imprese a proprietà privata, dall'unicità alla molteplicità dei soggetti e alla varietà delle forme organizzative e imprenditoriali.

Nel contesto liberalizzato, le funzioni di indirizzo e programmazione rimangono affidate al Parlamento, al Governo e alle amministrazioni centrali e locali. Nell'ambito di questo quadro di riferimento si individua il ruolo in cui si sostanziano gli interventi dell'Autorità di regolazione.

Il regolatore dovrà determinare, nel rispetto dei canoni fissati dal legislatore e degli indirizzi di politica economica generale, un'impostazione normativa che assicuri che l'esercizio delle attività economiche avvenga anche in funzione delle finalità generali. Il dettato legislativo, costituito dalla legge delega e dal decreto legislativo delegato, assieme al testo della legge 14

novembre 1995, n. 481, stabilisce gli obiettivi, i metodi e i limiti dell'attività di regolazione, così come già essi sono stati definiti per i servizi di pubblica utilità del settore elettrico, in modo tale da costituire un preciso mandato a cui l'Autorità intende attenersi.

Anche le preoccupazioni che alcuni hanno manifestato nei confronti di un processo di liberalizzazione e dei suoi rischi appaiono superate dalle indicazioni e degli strumenti previsti nello schema di decreto legislativo. La sicurezza degli approvvigionamenti trova certamente un più solido e permanente ancoraggio nel previsto ampliamento del numero degli operatori, e nel rafforzamento dei canali di approvvigionamento che ne deriverà, nonché nella integrazione del mercato italiano nel più vasto e diversificato mercato europeo. Vi è inoltre la preoccupazione condivisa di evitare comportamenti anticoncorrenziali e di *dumping* da parte di imprese che ricevono sussidi e aiuti statali in altri Stati membri dell'Unione europea, sia l'esigenza di garantire alle imprese nazionali il libero transito sulle reti di trasporto che attraversino altri Stati e l'accesso alle loro infrastrutture.

Per conseguire tali obiettivi, l'Autorità osserva che la clausola di reciprocità evocata dalla direttiva europea 98/30/CE, pur essendo fondamentale, non è l'unico strumento disponibile, e in molti casi nemmeno il più adatto. Strumenti più efficaci sono previsti dal trattato della Comunità europea e potranno essere sollecitati e attivati dal Governo per colpire forme di intervento sleale da parte di operatori di altri paesi e ingiustificate barriere poste all'entrata sui loro mercati.

Con l'attuazione della direttiva europea 98/30/CE si apre dunque una prospettiva di vantaggi per i consumatori e di miglioramento della posizione competitiva delle imprese utilizzatrici; si prospetta anche un concreto rafforzamento delle imprese italiane del gas affinché possano efficacemente competere nel mercato interno europeo del gas naturale, e oltre i confini europei. L'apertura dei mercati è l'occasione per uno sviluppo sia dell'industria italiana del gas nella sua attuale configurazione, sia delle nuove imprese che vorranno operare nel settore del gas, sia del settore dell'energia elettrica.

Con i colleghi componenti dell'Autorità, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, mi auguro che le riflessioni presentate a questa Commissione possano contribuire alla migliore definizione del decreto legislativo e saremo ben lieti di rispondere a domande e richieste di chiarimenti.

Grazie

per

l'attenzione.

EFFETTI DEI TETTI SULLE IMMISSIONI E SULLE VENDITE

L'effetto dei tetti sulle immissioni del gas in rete e sulle vendite dipende dalle ipotesi di sviluppo dei fabbisogni di gas e della produzione nazionale (tabelle A.1 e A.2).

Con l'aumento dei fabbisogni diminuisce rapidamente la criticità dell'applicazione dei tetti per l'Eni Spa. La crescita dei fabbisogni nei settori domestico e industriale è relativamente bassa e non influenza significativamente i risultati complessivi (poco più di 1 miliardo di mc tra fabbisogno minimo e massimo nel 2008). L'effetto dell'applicazione dei tetti è invece molto sensibile alla crescita dei consumi per la generazione elettrica. Le previsioni per il consumo di gas nella generazione elettrica tengono conto dello sviluppo della domanda e dell'offerta complessiva di energia elettrica, anche in considerazione delle dinamiche di liberalizzazione del mercato elettrico, e fanno riferimento alle dichiarazioni degli operatori, assegnando a ciascuno dei singoli impianti di generazione a gas opportune probabilità di successo in funzione dei programmi di adeguamento ambientale delle centrali a olio combustibile, dei programmi di conversione a gas e, nel caso di nuovi impianti, della disponibilità dei siti e delle relative autorizzazioni.

La maggior parte delle previsioni indica un calo significativo della produzione nazionale nel corso del decennio, il quale alleggerisce la severità dei tetti sull'Eni Spa. Tuttavia, i dati tecnici e geologici non escludono la possibilità di una immissione da produzione nazionale allineata sui livelli degli ultimi anni. In tal caso, ove si verificassero difficoltà, l'Eni Spa potrebbe ridurre o cedere parte della produzione nazionale al fine di facilitare il rispetto degli obblighi *take or pay* posti dal tetto sulle immissioni.

Tabella A.1

APPLICAZIONE DEL TETTO SULLE VENDITE 1998 - 2008 (MILIARDI DI MC)

	1998	2000	2003	2005	2008
FABBISOGNO (a)	62,5	68,7	76,8	83,4	89,7
COPERTURA DEL FABBISOGNO CON TETTO SULLE IMMISSIONI DAL 2003					
Autoconsumi di società di ENI (b)	1,0	2,5	3,2	4,0	4,5
Forniture dirette di Snam (c)	27,0	27,6	22,2	25,8	28,6
Forniture di Italgas (d)	8,0	8,3	9,1	9,6	10,4
Forniture di altri distributori	21,5	22,4	23,8	24,9	26,0
<i>di cui in deroga (e)</i>	3,5	3,5	3,7	4,0	4,3
Altre forniture	5,0	7,9	18,4	19,1	20,1
PERDITE DI RETE (f)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
VENDITE ENI CON TETTO SULLE IMMISSIONI DAL 2003 (g)	38,6	39,4	35,1	39,4	43,3
VENDITE DI ENI CON TETTO SULLE VENDITE	-	-	40,3	44,1	47,5
QUOTA ENI SULLE VENDITE (%)	60,6	55,2	42,8	44,1	45,1

1. Le "Vendite ENI con tetto sulle immissioni" sono calcolate come c + d + e, includendo le vendite in deroga di altri distributori.

2. Le "Vendite di ENI con tetto sulle vendite" sono calcolate come $0,5 \cdot (a - b - f) + b + f$.

3. Le "Quote ENI sulle vendite" sono calcolate al netto dell'autoconsumo e delle perdite, come $100 \cdot (g - b - f) / (a - b - f)$.

Tabella A.2

APPLICAZIONE DEL TETTO SULLE IMMISSIONI 1998 - 2008 (MILIARDI DI MC)

	1998	2000	2003	2005	2008
FABBISOGNO (a)	62,5	68,7	76,8	83,4	89,7
Società di ENI (b)	1,0	2,5	3,2	4,0	4,5
Altri clienti finali	61,6	66,2	73,6	79,4	85,2
PERDITE DI RETE (c)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
IMMISSIONI ENI SENZA TETTO (d)	53,1	56,0	61,2	61,0	60,4
Produzione nazionale ENI (e)	16,8	15,9	15,0	14,0	13,0
Obblighi ENI di <i>take or pay</i> (f)	36,3	40,1	46,2	47,0	47,4
QUOTA ENI SENZA TETTO (%)	-	-	78,6	71,5	65,4
TETTO ENI SULLE IMMISSIONI	-	-	54,9	59,8	64,4
QUANTITATIVI ENI IN ECCESSO	-	-	6,3	1,2	-3,9

1. "Immissioni ENI senza tetto" calcolate nell'ipotesi di importare i quantitativi minimi ammessi dagli obblighi di *take or pay*, ovvero come somma della "Produzione nazionale ENI" e degli "Obblighi di *take or pay*": e + f.

2. "Quota ENI senza tetto" calcolata dalle "Immissioni ENI senza tetto" come $100 * (e + f - b - c) / (a - b - c)$

3. "Tetto ENI sulle immissioni" calcolato come $0,7 * (a - b - c) + b + c$

4. "Quantitativi ENI in eccesso" pari alla differenza tra "Tetto ENI sulle immissioni" e "Immissioni ENI senza tetto".

ANDAMENTO RECENTE DEI PREZZI AL CONSUMO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

1. Le quotazioni petrolifere

L'evoluzione recente dei prezzi dei servizi regolati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stata influenzata dagli sviluppi intervenuti sul mercato del petrolio greggio.

Nel 1998 il prezzo del petrolio ha registrato una forte flessione, che a gennaio del 1999 ne ha ricondotto la quotazione sui livelli registrati all'inizio del decennio precedente. Successivamente è intervenuta un'inversione di tendenza. La figura A.1 documenta il forte rialzo subito nel corso del 1999 dal prezzo in Brent, che è passato da 10 \$/barile nel dicembre 1998 ai quasi 30 \$/barile nel febbraio 2000.

L'ascesa delle quotazioni è stata amplificata dal concomitante deprezzamento dell'Euro nei confronti del dollaro. Tradotto in lire, il prezzo del Brent è così salito, nel medesimo periodo, da circa 20.000 lire/barile a 54.000 lire/barile (con una crescita percentuale del 147 per cento e del 186 per cento, rispettivamente, nel corso del 1999). A questi andamenti hanno corrisposto variazioni dei prezzi energetici al consumo dello 0,2 per cento per l'energia elettrica, del 4,9 per il gas e del 12,3 per la benzina.

2. I prezzi al consumo dei servizi regolati dall'Autorità

A fronte degli andamenti descritti, nell'ultimo biennio la variazione dei prezzi dei servizi regolati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stata inferiore sia quella dell'insieme delle tariffe pubbliche, sia di quella dei prezzi al consumo (al netto dei tabacchi; si veda la tabella seguente).

Indici dei prezzi al consumo delle tariffe regolate dall'Autorità

	1997	1998	1999	1997/96	1998/97	1999/98
Energia elettrica	93,2	94,7	90,8	-3,2	1,7	-4,1
Gas	110,7	109,1	107,3	7,2	-1,4	-1,6
Totale tariffe	105,8	107,7	109,0	3,1	1,8	1,2
Indice generale (al netto dei tabacchi)	106,1	108,1	109,9	2,0	1,9	1,7

Fonte: ISTAT, Indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

Il prezzo al consumo del **gas** ha continuato a salire tra la seconda metà del 1996 e il primo trimestre del 1997 riflettendo, con gli usuali ritardi, l'andamento del prezzo del gasolio per riscaldamento. Ne è derivata una crescita media annua del 7,2 per cento contro il 2 per cento dell'indice generale.

Nel 1998 si è manifestata un'inversione di tendenza cui ha contribuito l'andamento cedente dei corsi petroliferi sui mercati internazionali. A partire dal mese di maggio, l'indice ha preso a flettere, risentendo anche degli effetti di un intervento transitorio dell'Autorità volto a ridefinire le modalità dell'indicizzazione attraverso la sostituzione del gasolio quotato sui mercati internazionali a quello domestico (delibera 29 aprile 1998, n. 41/98). Le ripetute flessioni hanno dato luogo a una variazione negativa dell'1,4 per cento in media d'anno (-4,2 per cento a dicembre in termini tendenziali).

Nel corso della prima metà del 1999, nonostante i forti rialzi dei prezzi internazionali del greggio e del gasolio, il prezzo al consumo del gas naturale ha continuato a flettere. Hanno influito sulla discesa i ritardi di trasmissione impliciti nel nuovo meccanismo di adeguamento stabilito dall'Autorità con la delibera 22 aprile 1999, n. 52/99 (che opera in base a una media mobile semestrale del prezzo internazionale dei combustibili). A partire dal mese di settembre, tuttavia, i rincari internazionali hanno cominciato ad avvertirsi anche sul prezzo del gas, sebbene in misura graduale.

Dal luglio 1997 le variazioni del prezzo dell'**energia elettrica** sono determinate in base al meccanismo di indicizzazione definito con la delibera dell'Autorità 26 giugno 1997, n.70/97. Da quella data, le decisioni dell'Autorità sono state volte a utilizzare il margine di manovra aperto dalla caduta dei prezzi all'importazione del petrolio per ripianare il disavanzo del conto onere termico, integralmente riassorbito nel dicembre del 1998.

Nel 1999, nonostante le due riduzioni subite dal prezzo dell'energia elettrica nei primi mesi dell'anno, il contributo dell'energia elettrica al contenimento dell'inflazione al consumo si è gradualmente affievolito. Vi hanno concorso i rincari intervenuti a partire dal mese di luglio, conseguenza della pronunciata risalita delle quotazioni internazionali del petrolio e dei suoi derivati, che si è riflessa nel paniere impiegato per il riconoscimento in tariffa dei costi variabili di origine termica. Nella media dell'anno, si è comunque registrata una flessione dell'indice al consumo dell'energia elettrica dell'ordine dei quattro punti percentuali.

L'analisi dell'andamento dei prezzi al consumo di elettricità e gas, espressi in termini reali (cioè al netto dell'inflazione misurata dall'andamento dell'indice generale dei prezzi al consumo) rivela che sia il prezzo del gas, sia quello dell'energia elettrica si collocavano alla fine dello scorso anno al di sotto dai livelli raggiunti nell'ultima parte del 1997, ossia al termine della risalita dei corsi del greggio intervenuta nella seconda metà di quell'anno (figura B.2).

È inoltre utile porre a confronto l'andamento dei prezzi dei servizi regolati dall'Autorità con quello della benzina. Quest'ultimo, non essendo determinato in base a meccanismi che ritardano e attutiscono i rincari dei combustibili internazionali se si prescinde dalle accise espresse in cifra fissa la cui manovra non è tuttavia ininfluenza rispetto agli incassi di bilancio, risente con maggiore rapidità e intensità degli andamenti internazionali. Questo è quanto si osserva nel periodo più recente (si veda la figura B.1, già citata).

Entrambe le analisi mostrano dunque come dalle tariffe del gas e dell'elettricità non sia derivato alcun stimolo all'aumento dell'inflazione, nonostante la forte ascesa delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi intervenuta nel periodo più recente.

3. Gli andamenti in assenza di interventi

A partire dal 1997, l'Autorità ha utilizzato gli spazi di flessibilità di cui disponeva per conciliare l'avvio delle riforme tariffarie nei due settori di competenza con il contenimento, ove possibile, degli impulsi inflattivi che si sono originate nel settore energetico in relazione all'evoluzione dei mercati internazionali.

L'effetto di tale azione può essere apprezzato ponendo a confronto l'andamento effettivo delle tariffe del gas e dell'elettricità con quello che si sarebbe manifestato in assenza di questi interventi. I risultati di questi esercizi controfattuali sono presentati in forma grafica nella figura B.3 (per il **gas**) e nella figura B.5 (per l'**elettricità**).

La figura B.3 indica l'effetto che le due successive revisioni – menzionate in precedenza – dei meccanismi di indicizzazione delle tariffe del gas distribuito a mezzo di reti fisse hanno esercitato sul livello dei prezzi del gas praticati all'utenza civile. Il trasferimento all'utenza finale dei rincari dei prezzi petroliferi è stato minore di quanto sarebbe avvenuto con il precedente meccanismo; l'effetto di contenimento del prezzo finale è stato poi rafforzato, alla fine dello scorso anno, dall'intervento attuato sui margini della distribuzione primaria (delibera 22 dicembre 1999, n. 193/99). Tra il marzo del 1998 e oggi, l'aumento delle tariffe finali è stato così contenuto in circa 20 lire/mc. (figura B.4).

La figura B.4, relativa alle tariffe elettriche, mostra che l'intervento attuato in occasione dell'aggiornamento del contributo per l'onere termico del primo bimestre del 1999 ha permesso di ridurre di oltre 12 lire/kWh (circa il 7 per cento) le tariffe. La misura assunta dall'Autorità ha trasferito agli utenti il minor costo dei combustibili utilizzati per la produzione di elettricità intervenuto a partire dal luglio 1997 per l'allora favorevole andamento dei prezzi internazionali del petrolio e per la rivalutazione della lira sul dollaro. Nel sesto bimestre del 1999, l'effetto sulla tariffa finale dei rincari del prezzo del greggio è stato attenuato dalla riduzione da 8,0 a 4,0 lire/kWh dell'aliquota destinata a rimborsare all'Enel Spa e alle imprese produttrici il maggior onere determinato dalla anticipata chiusura delle centrali nucleari.

Con l'anno 2000 (primo bimestre) è entrato in vigore il nuovo ordinamento delle tariffe dell'energia elettrica, con un effetto complessivo di contenimento della componente tariffaria in aumento legata ai prezzi dei combustibili. Nel secondo bimestre del 2000 gli incrementi tariffari sono stati limitati dalla decisione dell'Autorità di ridurre ulteriormente la componente relativa agli oneri nucleari portandola da 4,0 a 0,6 lire/kWh.

Figura B.1 - Prezzi al consumo dell'energia elettrica, del gas e della benzina: evoluzione rispetto al prezzo del petrolio

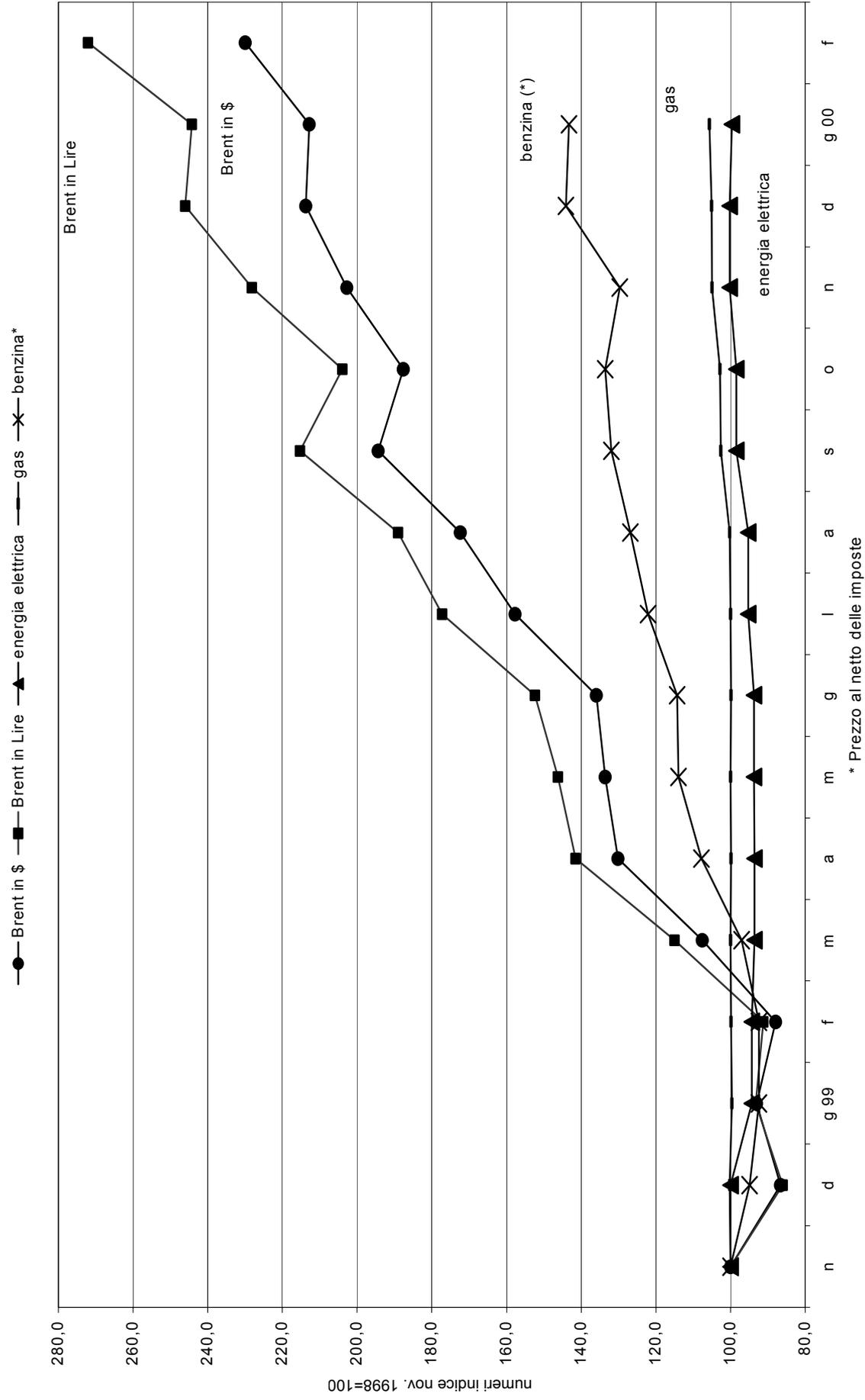
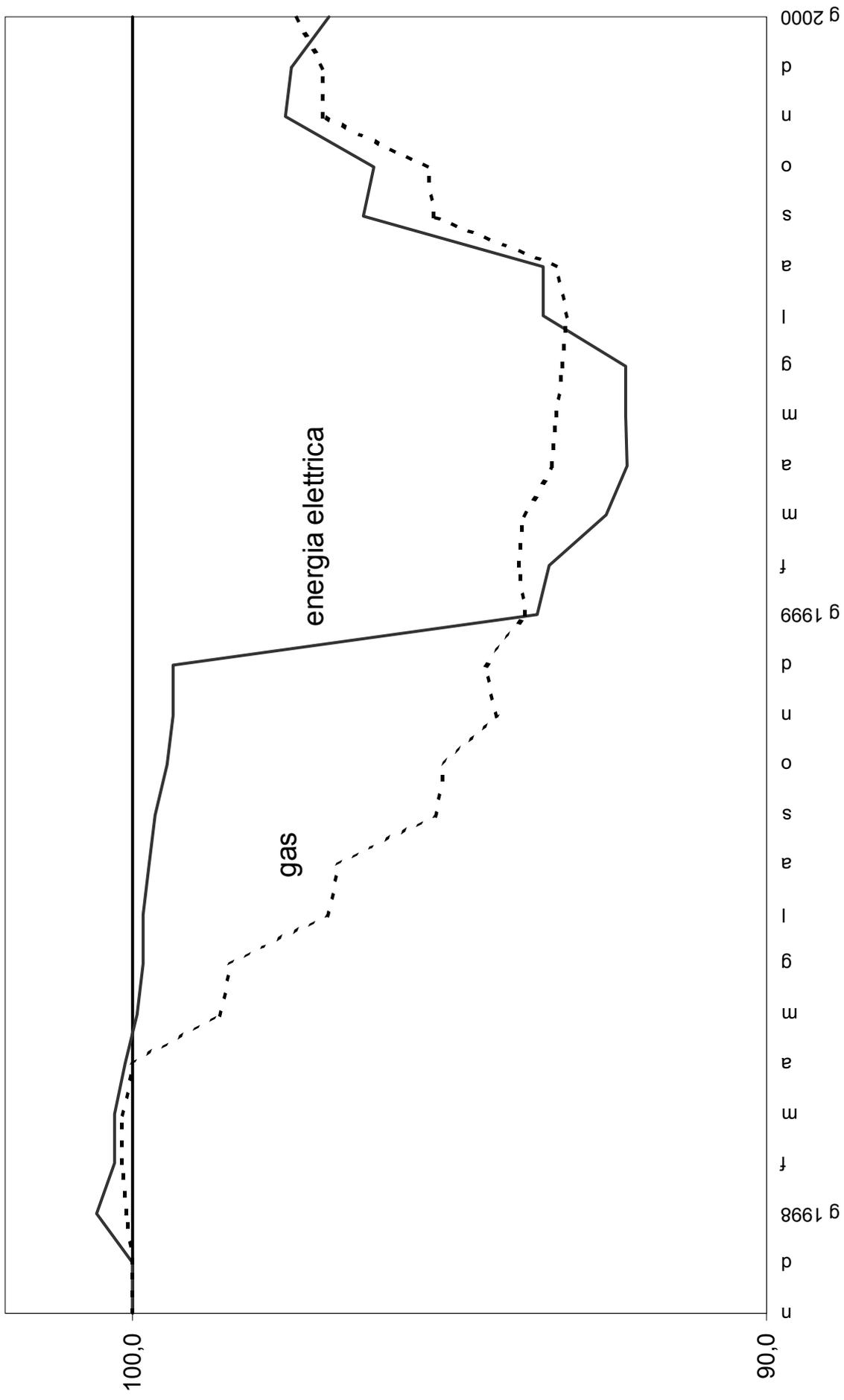


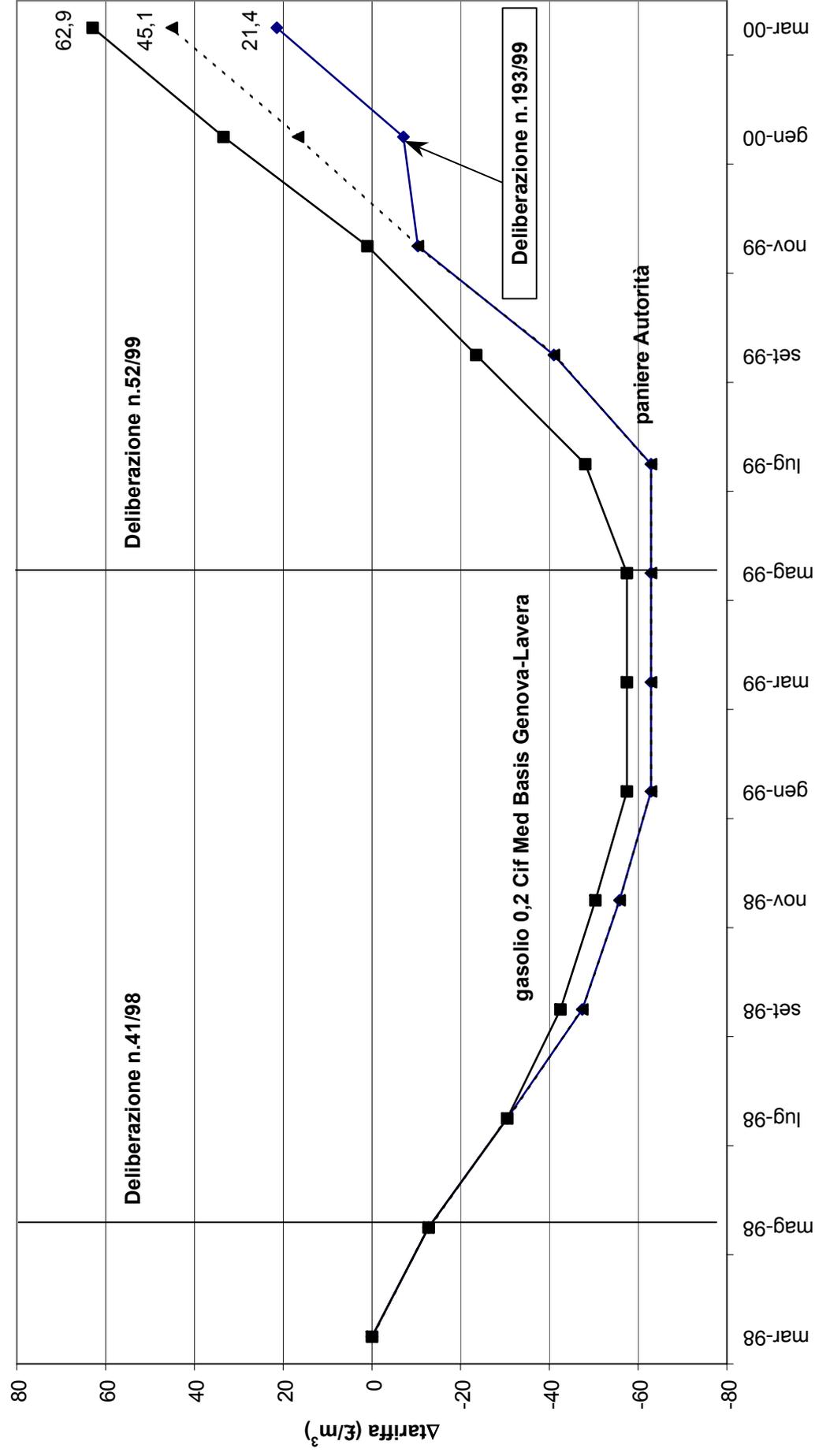
Figura B.2 - Prezzi al consumo in termini reali dell'energia elettrica e del gas

(numeri indice in base nov.98=100)



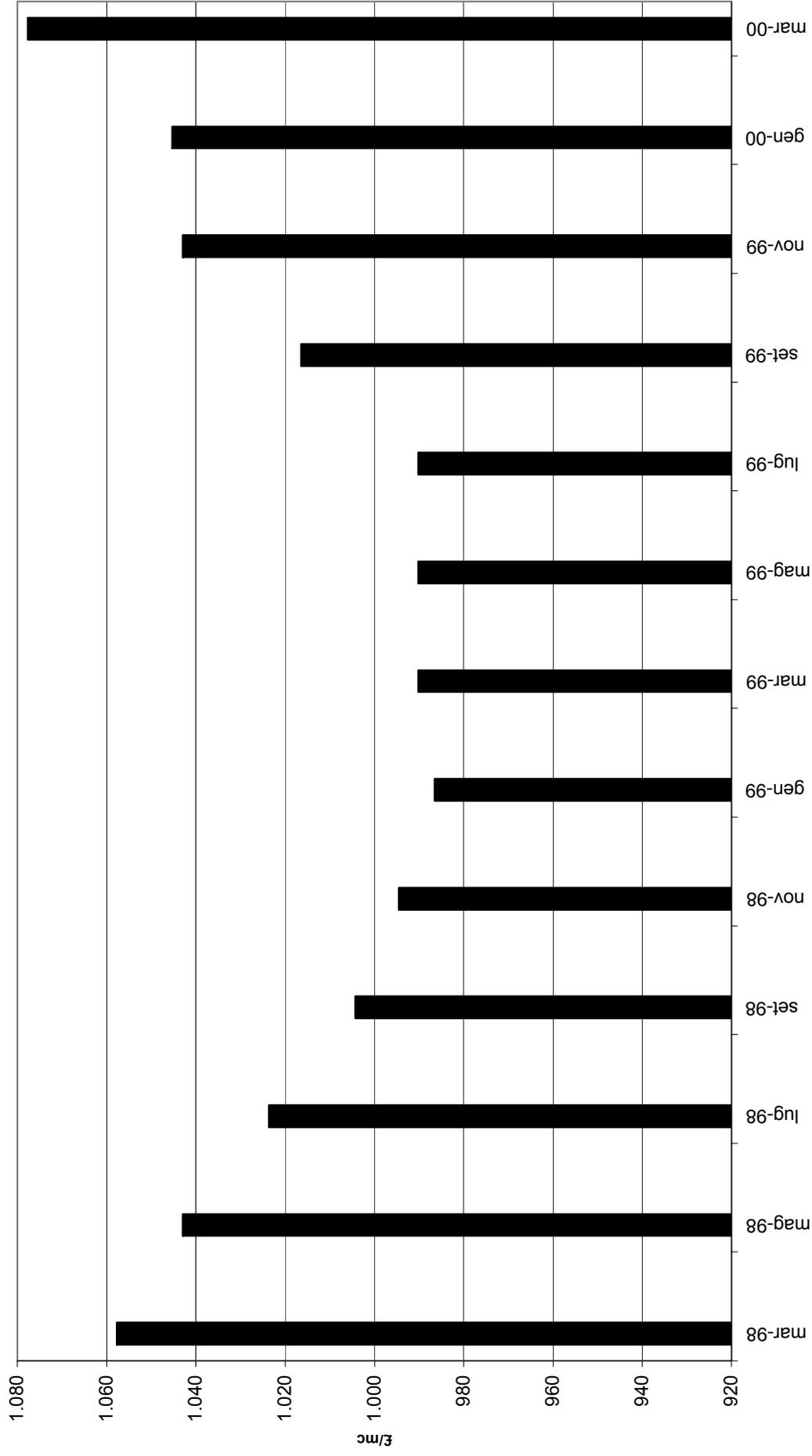
Fonte: Elaborazioni su dati Istat (Prezzi al consumo per l'intera collettività nazionale)

Figura B.3 - Variazioni delle tariffe del gas naturale con e senza interventi dell'Autorità



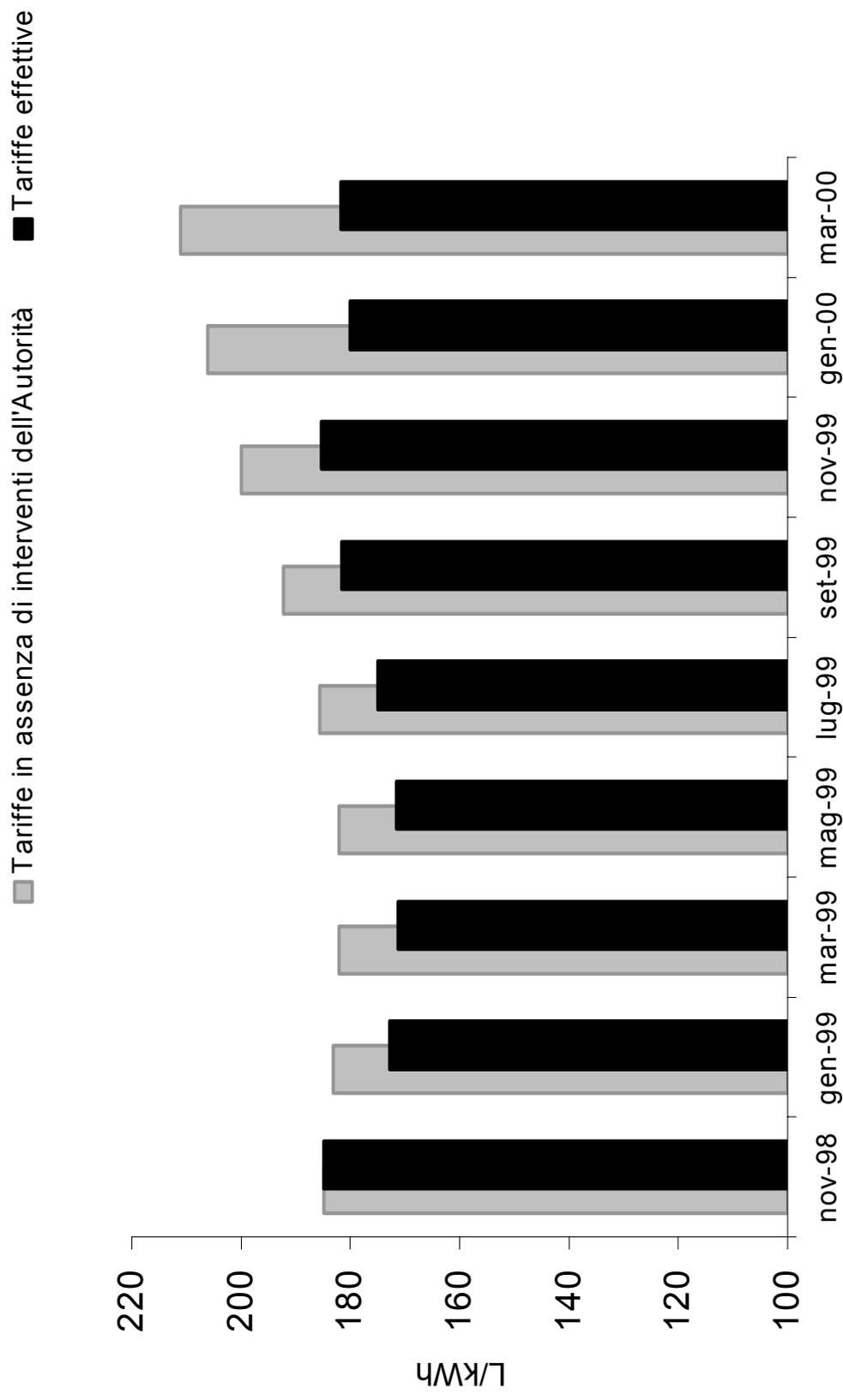
Fonte: Elaborazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Figura B.4 - Tariffa media del gas naturale imposte comprese



Fonte: Elaborazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Figura B.5 - Aggiornamento delle tariffe elettriche nel periodo 6° bimestre 1998 - 2° bimestre 2000
 (tariffe medie al netto delle imposte)



Fonte: Stima dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

CONFRONTO INTERNAZIONALE DEI PREZZI DEL GAS NATURALE

1. Introduzione

Nel confronto proposto nella tabella (tabella C.1) e nei grafici (figure C.1 e C.2) che seguono, effettuato fra i prezzi medi delle forniture civili ed industriali, è stata utilizzata la fonte Eurostat aggiornata all'1 luglio 1999.

I prezzi medi italiani, al netto delle imposte, sono confrontati con quelli degli altri paesi per i quali sono disponibili dati confrontabili; la media dell'area europea è ottenuta attraverso una ponderazione basata sui consumi nazionali in volume. I confronti sono effettuati in lire/mc, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'Euro o con il cambio corrente per i paesi non appartenenti a Eurolandia.

2. Confronto tra Italia e media europea

Per le utenze domestiche, il prezzo medio al netto delle imposte in Italia risulta tra i più elevati, superiore alla media di circa 39 L/mc pari al 6,7%. Al lordo delle imposte il divario risulta di 320 L/mc pari al 43%, a causa dell'incidenza fiscale che in Italia è circa il doppio di quella media europea.

Per le utenze industriali il divario risulta di 20 L/mc pari al 6,8% nel caso di prezzi al netto delle imposte. Il confronto al lordo delle imposte non è calcolabile dati i diversi regimi di deducibilità fiscale delle molteplici imposte applicate nei vari paesi.

3. Confronto con il Regno Unito

Il confronto dei prezzi, sempre al netto delle imposte, tra l'Italia ed il Regno Unito, paese in cui il mercato del gas naturale è liberalizzato, evidenzia un divario maggiore rispetto a quello risultato dal confronto con la media degli altri paesi, in particolare:

- a) per l'utenza domestica (1 luglio 1999): 67 L/mc, pari al 10,8%
- b) per l'utenza industriale (1 gennaio 1999, ultimo dato disponibile): 72 L/mc, pari al 21%.

Se si considera che il Regno Unito non appartiene alla zona dell'Euro e che il tasso di cambio della sterlina è eccezionalmente elevato nel periodo considerato, la differenza può essere considerata sottovalutata. Essa risulta maggiore se si fa riferimento a un valore della sterlina meno elevato, quale potrebbe essere ritenuto un valore di equilibrio di medio periodo. Analogamente il divario risulta maggiore se si pratica un confronto a parità di potere d'acquisto.

4. Le ragioni delle differenze

In prima approssimazione, è possibile formulare stime quantitative dei fattori che concorrono a spiegare le differenze di prezzo sopra esposte.

La differenza di prezzo tra paesi continentali (Italia compresa) e Regno Unito deve essere posta in relazione, in primo luogo, con il regime di monopolio su base nazionale o regionale che attualmente caratterizza il settore del gas naturale in tutti i paesi dell'Europa continentale, con pochissime eccezioni. L'assenza di pressione competitiva consente prezzi più alti e margini aziendali più elevati, a parità di efficienza.

Solo in parte minore questa differenza può essere attribuita a fattori strutturali, quale il minor costo di trasporto in un paese che dispone di gas nazionale anziché doverlo importare da lunga distanza (per una stima, vedi sotto).

La differenza di prezzo tra l'Italia e la media europea è in parte attribuibile a fattori strutturali, quali:

il costo di trasporto internazionale, che per le principali importazioni via gasdotto (tedesche, francesi, spagnole, italiane) è compreso tra 15 e 25 L/mc, e non è mediamente superiore per l'Italia rispetto a Francia, Spagna e Germania; per questi paesi si può quindi stimare, rispetto ai paesi autosufficienti come Regno Unito e Paesi Bassi, un maggior costo del gas alla frontiera in media intorno a 20 L/mc. Nella valutazione della media ponderata dei costi, considerata l'incidenza dei consumi dei paesi autosufficienti, pari a circa il 35% dell'Unione europea, il maggior costo dell'Italia è stimabile in 7 L/mc.

I costi strutturali di trasporto nazionale (ad alta pressione) non sono invece strutturalmente più elevati in Italia rispetto alla media europea; infatti le densità di consumo rapportate alle lunghezze delle reti in Italia sono sostanzialmente identiche alla media europea: in particolare sono superiori a Francia e Germania, inferiori a Olanda e Regno Unito, praticamente uguali al Belgio. Questo fattore non contribuisce pertanto a spiegare la differenza riscontrata nei prezzi.

i costi di stoccaggio, che per l'Italia ammontano a 14 L/mc (dato di bilancio SNAM 1998). Le necessità oggettive di questo servizio sono valutabili in relazione all'incidenza delle importazioni, alla struttura dei consumi ed alla variabilità climatica, e sembrano indicare fabbisogni leggermente superiori in Italia rispetto a Francia e Germania, e più consistentemente superiori rispetto a Regno Unito e Olanda (ad esempio, il costo nel Regno Unito ammonta a 5,5 L/mc). In media, il differenziale nei costi di stoccaggio italiani rispetto alla media europea è stimabile in 5 L/mc, da attribuirsi in massima parte all'utenza domestica.

i costi di distribuzione (a media e bassa pressione), che in Italia sono invece strutturalmente più elevati che nella media dei principali paesi europei (la differenza è stimabile in circa 15 L/mc, il 2,5% del prezzo medio domestico ante imposte); ciò può spiegare parte della differenza nei prezzi all'utenza domestica.

i costi orari di lavoro, che agiscono in senso inverso poiché sono inferiori in Italia (ultimi dati disponibili: Eurostat 1996) di circa il 10%; questo fattore giustificerebbe prezzi inferiori in Italia di ca. 2 L/mc per l'industria, e di ca. 6 L/mc per l'utenza domestica.

La citata differenza di 39 L/mc nel prezzo del gas per gli usi domestici appare quindi spiegabile con fattori strutturali per circa 21 L/mc. Residuano 18 L/mc. di maggiori prezzi e, a parità di efficienza aziendale, maggiori margini.

Per gli usi industriali la differenza di 20 L/mc. Appare riconducibile a fattori strutturali per 10 L/mc. Residuano da spiegare altre 10 L/mc. Converte allo stesso risultato una analisi condotta dal *Financial Times* su dati del 1996, secondo la quale i maggiori utili del trasporto del gas in Italia rispetto alla media delle principali imprese europee confrontabili risultavano pari a 14 L/mc.

I maggiori prezzi ed utili del settore in Italia rispetto ad altri paesi dell'Europa continentale, nella misura in cui non appaiono riconducibili a fattori strutturali, potrebbero dipendere dalla forma di mercato. In nessuno dei paesi dell'Europa continentale vi è concorrenza entro il settore del gas: quindi la pressione competitiva può concorrere alla spiegazione solo in piccola parte. Vi sono tuttavia altri due fattori che possono concorrere alla spiegazione delle differenze: la regolazione e la concorrenza "inter-fuel". Nella maggior parte dei paesi europei diversi dall'Italia i prezzi del gas sono regolamentati in tutte le fasi produttive, almeno per l'utenza domestica: rispetto agli utili

(Belgio, Olanda) o con il metodo del price-cap (Francia). Inoltre in tali paesi (compresa la Germania) il gas naturale non gode in generale di vantaggi fiscali rispetto ad altri combustibili in misura paragonabile all'Italia, ed è pertanto sottoposto a maggiore concorrenza da parte dei combustibili alternativi con i quali la sostituibilità è agevole.

I differenziali di prezzo emersi dal confronto internazionale qui riassunto e riportato nella tabella C.1 allegata tengono conto solo parzialmente del forte incremento dei prezzi del petrolio verificatosi nel corso del 1999 e nei primi mesi del 2000, cui è correlato, con incidenza diversa nei vari paesi, il prezzo del gas naturale. In una fase di rapida variazione dei prezzi, come quella attuale, i confronti possono essere influenzati dai diversi sistemi di indicizzazione utilizzati nei vari paesi. Confronti analoghi per gli anni 1997 e 1998 comportano comunque differenziali di prezzo simili.

**Tabella C.1 - Prezzo medio per gli usi domestici e industriali al netto delle imposte -
1° luglio 1999**

(valori in lire/metro cubo a cambi correnti)

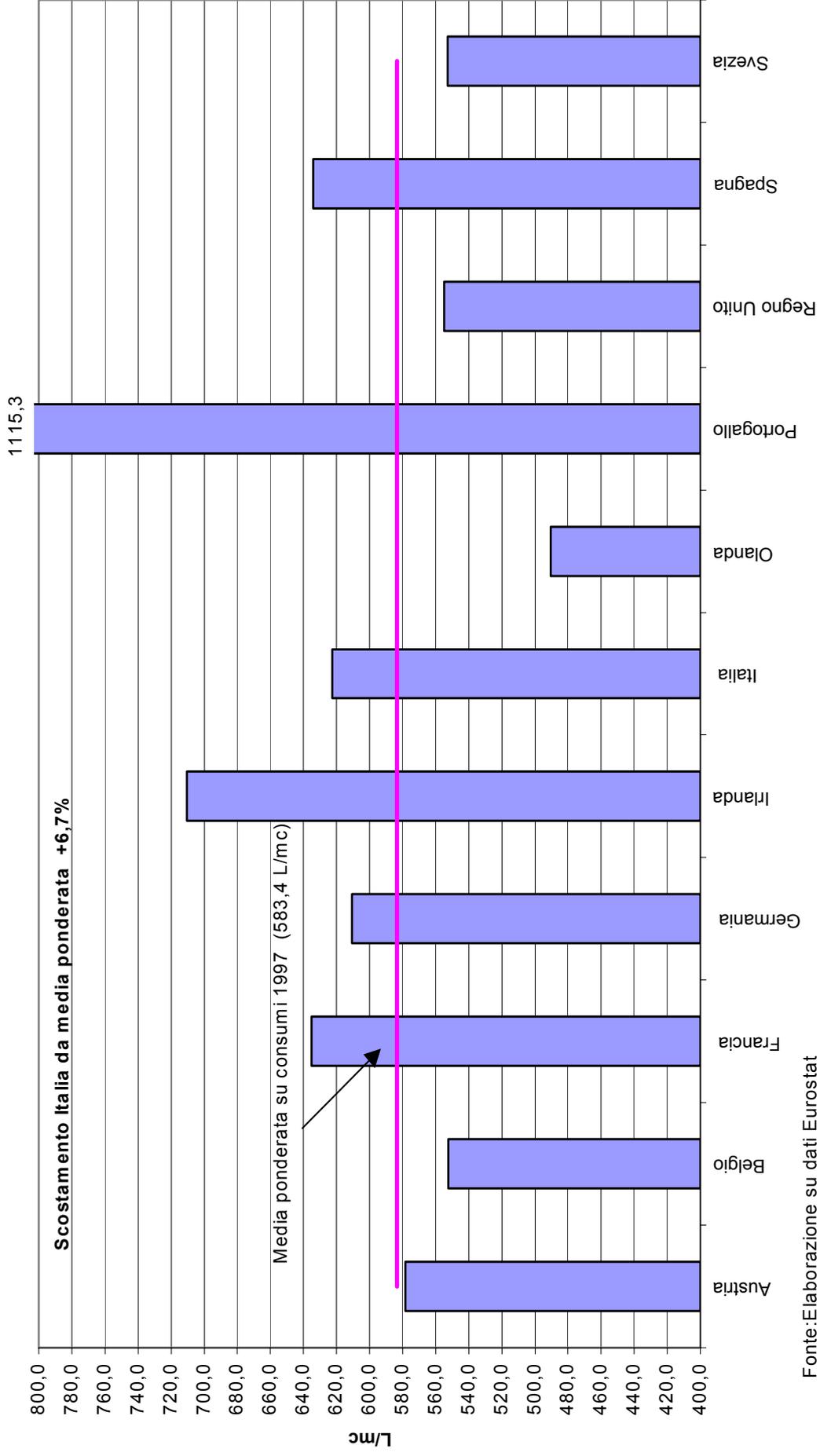
	Usi domestici	Usi industriali
Austria	578,4	357,9
Belgio	552,5	254,2
Danimarca	n.d.	284,6
Finlandia	n.d.	224,5
Francia	635,0	291,8
Germania	610,6	293,1
Irlanda	710,4	314,6
Italia	622,5	307,5
Olanda	490,3	249,9
Portogallo	1115,3	616,9
Regno Unito*	555,0	(*)271,1
Spagna	634,2	264,6
Svezia	552,9	n.d.
<i>Media ponderata (a)</i>	<i>583,4</i>	<i>288,0</i>
<i>Media ponderata (b) (Italia esclusa)</i>	<i>576,5</i>	<i>281,9</i>
<i>Scostamento Italia da media ponderata (a)</i>	<i>6,7</i>	<i>6,8</i>
<i>Scostamento Italia da media ponderata (b)</i>	<i>8,0</i>	<i>9,1</i>

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat;

(*) per il Regno Unito l'ultimo dato disponibile è riferito all'1 gennaio 1999

FIGURA C1

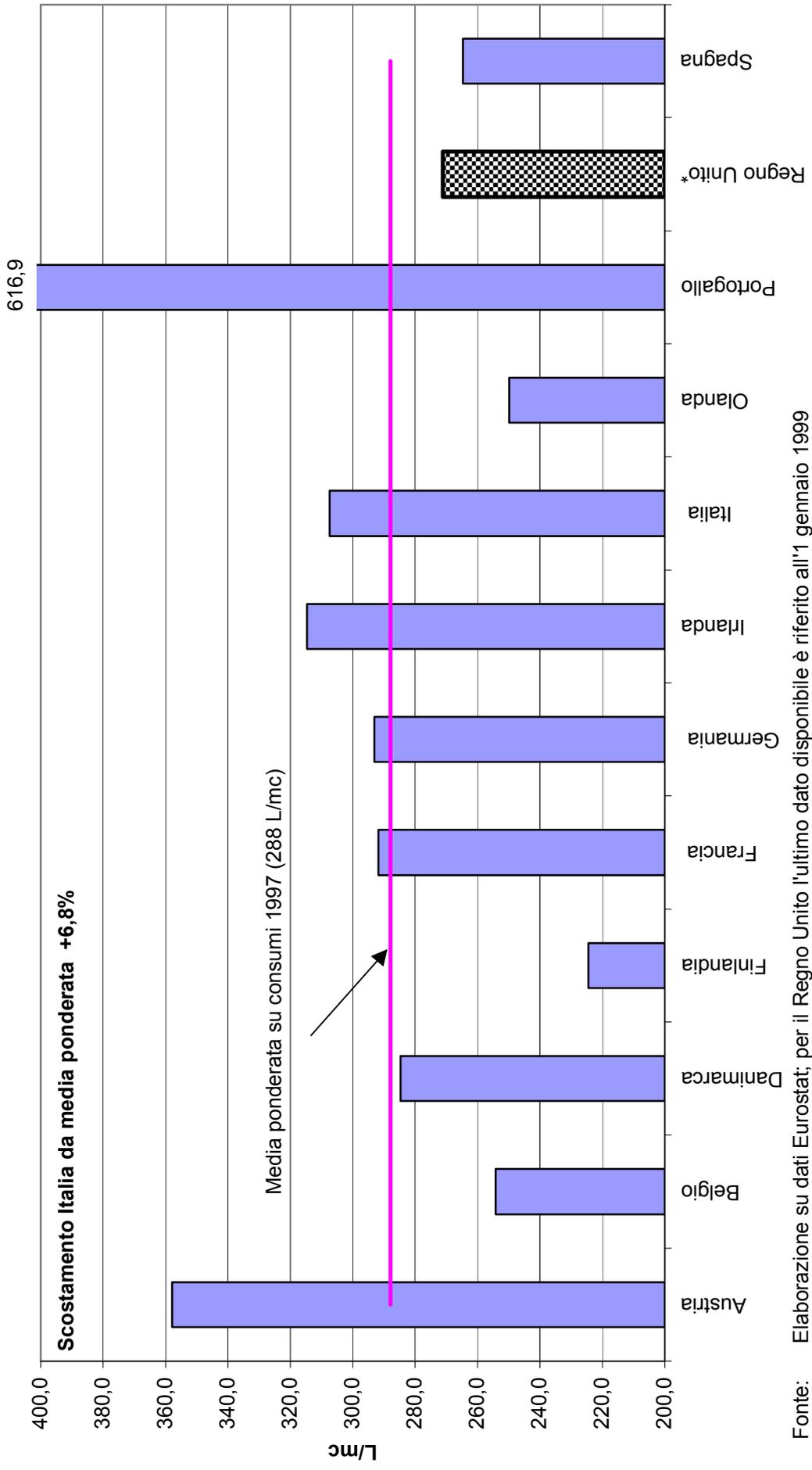
Prezzi medi per usi domestici al netto delle imposte in alcuni Paesi Europei all'1 luglio 1999
 (valori in lire/mc a cambi correnti)



Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

FIGURA C2

Prezzi medi per usi industriali al netto delle imposte in alcuni Paesi Europei all'1 luglio 1999
 (valori in lire/mc a cambi correnti)



Fonte: Elaborazione su dati Eurostat; per il Regno Unito l'ultimo dato disponibile è riferito all'1 gennaio 1999

STATO DELLA LIBERALIZZAZIONE NEI PRINCIPALI PAESI CONSUMATORI DELL'UNIONE EUROPEA

1. Introduzione

Diversità di matrice giuridica e storico-politica, di cultura economica e industriale, nonché profonde differenze nei mercati energetici nazionali, si riflettono in una molteplicità di forme di attuazione della direttiva 98/30/CE. I paesi nei quali lo sviluppo del mercato del gas naturale è più dinamico o più critico per l'economia sono spesso anche quelli che si sono mossi in anticipo sui tempi.

2. Regno Unito

Il Regno Unito aveva creato le premesse per la liberalizzazione durante un periodo di gestazione che è durato un decennio a partire dalla metà degli anni ottanta. In questo periodo sono state sperimentate diverse forme di accesso negoziato, soglie di accesso e tetti all'immissione. Tale processo vedeva il monopolio di *British Gas* progressivamente trasformarsi in una pluralità di imprese che ora operano in piena concorrenza nei vari segmenti del mercato e sfociava nel riconoscimento di idoneità a tutti gli utenti finali nel maggio del 1998, sei mesi prima dell'adozione della direttiva europea 98/30/CE. La storia di questa trasformazione ha evidenziato gli enormi ostacoli alla liberalizzazione in assenza di una netta separazione tra le attività in regime di monopolio e quelle contendibili. Ha anche insegnato l'importanza per la promozione e tutela della concorrenza di una regolazione settoriale indipendente, inquadrata in un contesto collaborativo con i poteri politico istituzionali.

3. Germania e Spagna

Germania e Spagna hanno emanato normative dirette alla liberalizzazione che in buona parte recepivano la direttiva 98/39/CE già nel 1998; il Belgio lo ha fatto nel corso del 1999. In Germania la struttura dell'offerta, caratterizzata da molteplici imprese che operano in diverse fasi del ciclo del gas sebbene con caratteristiche di monopolio regionale, ha giustificato l'assenza di interventi sulla struttura dell'industria e sulla forma di controllo, affidata alle autorità per la concorrenza. Inoltre, dai primi anni novanta opera sul mercato tedesco una *joint venture* con una società (*Gazprom*) di un paese produttore, che ha assorbito quasi il 15 % del mercato totale nel corso del decennio. Il riconoscimento di idoneità per l'accesso alle reti è stato immediatamente esteso a tutti gli utenti. In coerenza con la tradizione dell'imprenditoria tedesca, è previsto che l'accesso ai sistemi del gas sia negoziato tra le associazioni dei fornitori e dei consumatori; l'esito di tale processo, che dura da almeno un anno, non è tuttavia

certo e potrebbe anche richiedere qualche forma di intervento da parte delle amministrazioni.

L'apertura del mercato spagnolo è stata avviata nella prospettiva di un raddoppio dei fabbisogni nell'arco di un decennio e della necessità di diversificare le fonti di approvvigionamento. A tal fine sono state definite soglie di idoneità assai più basse di quelle previste dalla direttiva europea 98/30/CE, che portano a una apertura totale entro il 2008. L'accesso al sistema è regolato da una commissione indipendente le cui decisioni vengono comunque approvate dal governo. La legge prevede la separazione societaria tra attività nel mercato libero e in quello vincolato, ma altrimenti considera sufficiente la separazione contabile. La debolezza degli interventi strutturali è giustificata dal fatto che la rete di trasporto si trova ancora nelle fasi intermedie di sviluppo. Nonostante la precocità del recepimento, vi sono attualmente pochi indizi dello sviluppo spontaneo di un mercato concorrenziale che in assenza di interventi più decisivi sembra destinato a rimanere saldamente in mano a *Gas Natural*.

4. Belgio e Olanda

La legge di riorganizzazione del mercato del gas in Belgio recepisce le condizioni di apertura minima previste dalla direttiva europea 98/30/CE, con accesso negoziato, mantenendo il potere di regolazione in un comitato di controllo costituito da autorità pubbliche e da portatori di interesse economico e sociale. Lo scarso effetto del collegamento con il mercato inglese attraverso il terminale di Zeebrugge e l'*Interconnector*, sta tuttavia già evidenziando l'insufficienza dell'attuale legge per lo sviluppo della concorrenza.

Tra gli altri paesi che devono ancora recepire la direttiva 98/30/CE entro il 10 agosto 2000, l'Olanda si distingue per essere l'unico orientato all'accesso negoziato. Analogamente alla Germania, non è previsto un regolatore settoriale indipendente e il controllo viene esercitato dall'autorità per la concorrenza. Non sono previsti interventi di ristrutturazione dell'industria e la trasparenza è considerata sufficientemente tutelata dalla separazione contabile. L'apertura del mercato è molto più rapida di quella minima prevista e la soglia calerebbe da 170.000 mc nel 2002 a zero nel 2007. Nonostante costi di produzione notevolmente inferiori, i prezzi al consumo in Olanda sono superiori a quelli prevalenti nel Regno Unito; vi sarebbe pertanto spazio per pressioni concorrenziali, peraltro facilitate dalla vicinanza del *hub* di Zeebrugge.

5. Altri paesi

Tra gli altri paesi grandi consumatori, la Francia presenta caratteristiche meno favorevoli per la concorrenza, legate alla scelta di un grado minimo di apertura. Sembra inoltre probabile che verrà mantenuto il sistema di negoziazione istituzionalizzata tra

Gaz de France e le autorità ministeriali sulla base di un contratto di programma. Tuttavia, tale processo potrebbe coinvolgere un'autorità di regolazione dotata anche poteri di controllo e approvazione delle tariffe di accesso. Non sono previsti interventi di ristrutturazione industriale, anche se il governo francese appare favorevole a una parziale privatizzazione di *Gaz de France* orientata a rafforzare l'integrazione verticale dell'impresa. Segni di una volontà di cogliere l'occasione del recepimento della direttiva europea per creare maggiore efficienza nel settore del gas sono tuttavia percettibili nell'avanprogetto di legge, ad esempio dove si prevede di mettere a gara le concessioni di trasporto.

Tabella D. 1 - CONSUMI DI GAS NATURALE 1999 - 2010 (Gmc)

	1998	1999	2000	2010	Incremento assoluto (Gmc)	Incremento percentuale 1999 - 2000	Incidenza sul totale europeo (%)	Tasso di crescita (%)
Austria	8,1	8,4	8,7	9,3	0,9	10,9	0,8	0,9
Belgio	14,8	15,7	16,5	19,8	4,1	26,2	3,8	2,1
Danimarca	4,6	5,4	6,2	6,3	0,9	16,9	0,8	1,4
Finlandia	3,5	3,7	3,9	5,2	1,5	41,3	1,4	3,2
Francia	39,8	40,8	41,7	45,9	5,2	12,7	4,8	1,1
Germania	83,1	83,5	83,9	90,7	7,2	8,6	6,6	0,8
Grecia	0,4	1,1	1,8	5,1	4,0	359,0	3,7	14,9
Irlanda	3,4	3,8	4,2	6,5	2,7	71,3	2,5	5,0
Italia	62,5	66,3	68,7	92,0	25,7	38,8	23,4	3,0
Lussemburgo	0,5	0,7	0,8	1,3	0,7	97,8	0,6	6,4
Olanda	42,4	44,0	45,7	53,2	9,2	20,8	8,5	1,7
Portogallo	0,8	1,4	1,9	6,2	4,8	351,3	4,4	14,7
Spagna	14,3	15,2	16,0	29,6	14,4	95,2	13,3	6,3
Svezia	0,9	1,4	1,8	2,8	1,4	105,1	1,3	6,7
Regno Unito	90,9	97,0	103,0	123,4	26,4	27,3	24,4	2,2
Totale EU	370,0	387,5	404,9	497,3	109,9	28,4	100,0	2,3

Per l'Italia, previsioni dell'Autorità; per gli altri paesi previsioni tratte da European Union Energy Outlook to 2020, della Commissione europea pubblicato in novembre 1999. I dati relativi al 1999 per l'Italia sono preliminari; per gli altri paesi sono valori interpolati dai consumi a consuntivo per il 1998 e dalle previsioni della Commissione europea per il 2000.

ALLEGATO D