



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**INDAGINE CONOSCITIVA SULLA SITUAZIONE E SULLE
PROSPETTIVE DEL SETTORE DELL'ENERGIA**

**Memoria per l'audizione del 13 novembre 2001 davanti alla X Commissione
Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati**

Presidente, onorevoli Deputati

Ringrazio, anche a nome degli altri due componenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, la Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati per l'opportunità offerta da questa audizione.

Essa ci consente di dare un contributo all'indagine conoscitiva sulla situazione e sulle prospettive del settore dell'energia appena avviata dalla Commissione. Cercherò di rispondere alle domande che vengono proposte: quale valutazione si può dare dello stato di avanzamento dei processi di formazione del mercato unico europeo e delle sue conseguenze sul sistema nazionale, come migliorare il quadro normativo e l'assetto del mercato nazionale tenendo conto dell'esperienza finora accumulata nella liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità per l'energia elettrica e il gas.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas considera la presente indagine tempestiva e opportuna, dato che il processo di liberalizzazione non può essere predeterminato in modo rigido, ma deve essere perfezionato e adattato in corso d'opera. Nel corso dell'esposizione, oltre a fornire dati e valutazioni, avvanzerò indicazioni che potranno essere utilizzate nella conduzione dell'indagine conoscitiva. L'Autorità, anche in adempimento dei compiti ad essa assegnati dalla legge istitutiva, rimarrà a disposizione di questa Commissione per chiarimenti, informazioni e per meglio precisare le proprie indicazioni e proposte.

1. Verso il mercato unico europeo dell'energia

La liberalizzazione dei settori energetici procede in gran parte del mondo industrializzato generando benefici per lo sviluppo economico e sociale ed offrendo vantaggi evidenti: miglioramento della competitività del sistema produttivo, creazione di nuove imprese e di nuove attività anche su scala internazionale, crescente libertà di scelta per il consumatore. Essa rende possibile e compatibile con l'economia di mercato la graduale privatizzazione di imprese pubbliche.

Nell'Unione europea la liberalizzazione dei mercati nazionali dell'elettricità e del gas e la loro integrazione in un mercato unico avviene, anche se con difficoltà, in attuazione delle direttive adottate rispettivamente nel 1996 e nel 1998 e recepite in Italia. Il progresso è difforme nei diversi paesi: avanzato in alcuni casi ben oltre i livelli fissati nelle direttive, anche se ciò non significa che le condizioni di una effettiva concorrenza siano realizzate; frenato in altri casi al punto che il recepimento delle direttive non è ancora completato. Nel misurare il grado di liberalizzazione va tenuto presente che un assetto liberalizzato poggia su tre sostegni: una domanda libera di scegliere, un'offerta concorrenziale, un accesso alle reti garantito a condizioni di parità fra operatori ([Tabelle 1 e 2](#)).

In Europa le riduzioni dei prezzi intervenute nello scorso decennio appaiono generalmente in diretta correlazione con il grado di apertura del mercato. In Gran Bretagna, Spagna e nei paesi scandinavi, dall'inizio degli anni novanta, fase di avvio delle liberalizzazioni, si sono registrate riduzioni dei prezzi dell'energia elettrica fino al 35 per cento in termini reali. Dal 1995 la flessione dei prezzi dell'elettricità praticati agli utenti industriali è stata del 22 per cento circa nei paesi con apertura integrale del mercato, del 13 per cento nel caso di quelli con apertura inferiore al 40 per cento ([Tabella 3](#)).

I benefici sono più evidenti se si volge lo sguardo verso il futuro: per sua natura, la liberalizzazione opera con tempi lunghi, come tutte le trasformazioni strutturali.

È da notare tuttavia che nell'Unione europea i mercati energetici nazionali o regionali restano poco comunicanti: la loro transizione verso un mercato unico è frenata dall'insufficienza delle interconnessioni fisiche, dalla eterogeneità delle strutture industriali e di mercato, dall'insufficiente incisività delle regole comuni indicate nelle direttive europee e dalla diversa velocità e intensità con cui i sistemi nazionali convergono verso di esse.

Le società o enti che gestiscono le reti di trasporto dell'elettricità in Europa non hanno ancora raggiunto l'accordo per introdurre un sistema trasparente di tariffe transfrontaliere: ciò costituisce un ostacolo alla libera circolazione dell'energia, che le autorità di regolazione europee stanno concordemente cercando di rimuovere.

La direttiva 98/30/CE sul mercato del gas naturale non è stata ancora recepita da alcuni Stati membri, tra cui la Francia e la Germania.

Giova all'instaurarsi di un clima di certezze, e quindi allo sviluppo dell'attività produttiva, una convergenza degli Stati membri su determinazioni comuni,

orientate alla completa liberalizzazione entro breve tempo, e non solo dal lato della domanda. È necessaria una maggiore uniformità nel recepimento delle direttive.

All'inizio del 2001 la Commissione europea ha proposto al Consiglio europeo una nuova direttiva per modificare le vigenti direttive di liberalizzazione del mercato elettrico e di quello del gas naturale, in modo da correggerne le carenze che l'esperienza ha evidenziato, e accelerare il processo anticipando al 2005 la libertà di scelta del fornitore per tutti i consumatori.

La proposta di direttiva della Commissione rafforza la separazione tra l'attività di vendita dell'energia al cliente e l'attività di trasporto dell'energia sulle reti nazionali e locali, in modo da consentire una parità di accesso alla rete per le imprese in concorrenza. Assieme alla nuova direttiva la Commissione ha proposto un regolamento per introdurre regole tariffarie che eliminino le barriere alla circolazione dell'energia elettrica.

Il Consiglio europeo di Stoccolma, tenuto il 23 e 24 marzo, ha rinviato l'esame delle proposte. Da questa decisione il processo di liberalizzazione risulta frenato e indebolito. La Commissione e la nuova Presidenza europea hanno ripreso in esame le proposte perché possano essere discusse nella riunione del Consiglio europeo prevista a Barcellona nella primavera del 2002.

Le esigenze di revisione delle direttive sono rafforzate dalla prospettiva dell'allargamento dell'Unione europea. I paesi candidati all'ingresso sono caratterizzati da forti tassi di crescita e da sistemi energetici poco efficienti, che richiedono ingenti investimenti per lo sviluppo e il riassetto ambientale degli impianti.

La sicurezza dell'approvvigionamento, cui la Commissione ha dedicato il recente *Libro Verde*, dovrà essere perseguita attraverso azioni concertate. La creazione di un sistema energetico europeo integrato e liberalizzato contribuisce anche alla sicurezza: unificando e armonizzando sistemi diversi, essa riduce i rischi delle singole fonti di approvvigionamento.

La liberalizzazione costituisce una scelta europea non soggetta a ripensamenti. La sua attuazione è avviata oltre il punto di non ritorno: non vi è alternativa al proseguire il cammino con determinazione e impegno.

2. La regolazione

Affinché il processo di liberalizzazione si svolga correttamente e dispieghi i suoi benefici è essenziale l'attività di regolazione.

Punto fondamentale delle proposte avanzate dalla Commissione è l'istituzione in tutti gli Stati membri di regolatori indipendenti, dotati di competenze in materia di tariffe, di accesso alle reti dell'energia elettrica e del gas, incluse le interconnessioni con l'estero, e di qualità del servizio.

In Italia queste condizioni sono in larga misura già verificate. L'Autorità che qui rappresento, istituita all'inizio del processo di liberalizzazione con determinazione adottata a larghissima maggioranza dal Parlamento, assicura agli operatori del settore un quadro di regole coerente e stabile nel tempo, disegnato e fatto applicare con imparzialità. In particolare, data la presenza dominante di imprese controllate dal Governo, solo una regolazione posta sotto la responsabilità di un soggetto dotato di indipendenza e di ampia autonomia può essere considerata imparziale e quindi favorire l'ingresso e la crescita di operatori industriali, promuovere lo sviluppo degli investimenti, garantire la tutela di utenti e consumatori .

La necessaria indipendenza non impedisce che l'attività dell'autorità di regolazione sia orientata agli obiettivi definiti dal Parlamento e dal Governo e sia coordinata con l'azione del Governo stesso.

La legge istitutiva vuole che l'attività di regolazione e gli interventi dell'Autorità siano coerenti con gli indirizzi di politica generale e con le esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità che il Governo indica nel *Documento di programmazione economico-finanziaria*. A tali disposizioni questa Autorità si è attenuta e si attiene scrupolosamente.

Vi sono altri limiti derivanti dal controllo che di norma l'ordinamento statale pone alle autorità di regolazione: l'obbligo di presentazione di una Relazione annuale sul proprio operato al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei Ministri, la verifica contabile da parte della Corte dei conti, il coinvolgimento e la partecipazione dei soggetti interessati alla formazione delle decisioni, la soggezione delle decisioni alla funzione giurisdizionale della magistratura amministrativa.

Oggi il ruolo dell'Autorità e il suo grado di indipendenza vengono messi in discussione. L'esperienza dei processi di liberalizzazione e apertura dei mercati alla concorrenza mostra che non vi è un solo modello che tutti i paesi debbono seguire; indica tuttavia che sono essenziali, per raggiungere gli obiettivi, la stabilità e continuità del quadro istituzionale e del sistema di regole.

Anche nel nuovo contesto istituzionale creato dalla riforma del titolo V della parte seconda della Costituzione, in cui le competenze in materia energetica sono soggette a ridefinizione, è essenziale che la sicurezza degli approvvigionamenti, l'adeguatezza delle infrastrutture e la liberalizzazione siano coerentemente ed efficacemente perseguite.

3. Prezzi e tariffe dell'energia elettrica

I sistemi energetici a rete in Italia sono caratterizzati da costi elevati rispetto al contesto europeo.

Gli alti prezzi dell'elettricità indeboliscono la posizione competitiva delle imprese per le quali l'energia elettrica è un fattore di costo significativo. La risposta al problema non può risiedere in regimi tariffari settoriali, vale a dire in tariffe speciali per categorie merceologiche che sarebbero equivalenti a sussidi: essa risiede nella liberalizzazione, che deve essere accelerata, e dunque nella promozione della concorrenza. Già oggi i clienti del mercato libero riescono ad acquistare energia elettrica a condizioni di prezzo più vantaggiose degli analoghi clienti del mercato vincolato.

Hanno rilievo il problema e il compito di ridurre il costo per gli utenti della fornitura elettrica, sia per quelli domestici, sia per quelli industriali ([Tabelle 4 e 5](#)).

L'andamento delle tariffe indica il cammino percorso a partire dall'entrata in funzione di questa Autorità nel primo semestre 1997. La tariffa dell'energia elettrica è aumentata del 7 per cento rispetto all'inizio del 1997: un aumento inferiore all'inflazione, modesto se si tiene conto del vero e proprio *shock* petrolifero che si è verificato negli anni scorsi, e che è stato aggravato dalla perdita di valore dell'euro nei confronti del dollaro.

Non è solo l'elevata incidenza dei derivati del petrolio nella generazione elettrica, pari al 51 per cento contro il 41 medio europeo ([Tabelle 6 e 7](#)), la causa degli alti prezzi dell'energia elettrica in Italia. Vi concorre la scarsa efficienza di un parco di generazione in parte obsoleto, che presenta rendimenti di conversione modesti.

La tariffa elettrica si compone di tre parti. Quella corrispondente ai costi del combustibile è raddoppiata; il meccanismo di indicizzazione disposto dall'Autorità ha garantito le imprese elettriche, evitando le distorsioni sperimentate in California, trasferendo i maggiori costi entro lo stretto necessario e in modo del tutto automatico e trasparente. Il trasferimento degli aumenti è stato graduale; e

simmetricamente graduale è ora il trasferimento in tariffa delle riduzioni. La parte che riflette gli oneri generali del sistema, disposti da varie leggi, mostra una discesa fino all'inizio del 2001, resa possibile dall'avvenuto ripianamento di precedenti partite debitorie e dalla restituzione ai consumatori della rendita idroelettrica, operata dall'Autorità. Negli ultimi mesi l'onere sta risalendo per il maggior costo determinato dall'entrata in funzione di impianti agevolati. Resta la parte della tariffa che corrisponde ai costi del sistema elettrico nazionale; essa risente maggiormente oggi dell'intervento dell'Autorità, e risentirà domani dell'effetto della concorrenza; il suo andamento si presenta regolarmente calante dal 1997, con una discesa del 15 per cento fino ad oggi. La sua continua diminuzione, assieme alla riduzione del prezzo del petrolio che è in corso, fa prevedere una tariffa media in discesa nel 2002 ([Tabella 8](#)).

Deve essere considerato l'elevato livello dei cosiddetti oneri generali di sistema. La loro incidenza complessiva sul costo medio del chilowattora ha superato il 10 per cento. Tra gli oneri di sistema emerge come particolarmente oneroso il sostegno alle fonti rinnovabili e agli impianti cosiddetti assimilati.

A partire dal gennaio dell'anno in corso un decreto ministeriale ha posto sul mercato, con procedure di asta, una quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate pari a oltre un decimo dell'intera produzione nazionale. Questa produzione è remunerata all'origine con un prezzo di acquisto definito da provvedimenti di legge emanati tra il 1991 e il 1995. Le aste, in parte riservate a clienti disposti ad accettare clausole di interrompibilità, hanno fatto emergere prezzi largamente inferiori a quelli corrisposti ai generatori. La differenza concorre ad alimentare gli oneri di sistema gravanti sulla generalità dei consumatori di energia elettrica.

Figurano tra gli oneri di sistema anche i rimborsi per gli investimenti operati e gli impegni assunti dall'impresa già monopolista e delle altre imprese produttrici-distributrici, e che il mercato concorrenziale può non consentire di ammortizzare o onorare: si tratta dei "costi non recuperabili" o "*stranded costs*".

La compensazione di tali costi è prevista dal decreto 26 gennaio 2000 emanato dal Ministro dell'industria di concerto con il Ministro del tesoro e copre il periodo dal 2000 al 2006. Ad oggi non sono ancora stati liquidati contributi alle imprese a copertura di costi incagliati. Il metodo previsto dal decreto ha presentato problemi applicativi, in particolare nel caso di cessione di impianti ammessi al meccanismo di compensazione dei costi non recuperati, e questo ha comportato dei ritardi. Per tale motivo l'Autorità già nell'agosto 2000 aveva diffuso una nota informativa indicando i criteri da seguire nei casi di cessione, proponendo la quantificazione

dei costi non recuperabili in un'unica soluzione da riconoscere in via definitiva al momento della cessione degli impianti, in modo da garantire certezza e trasparenza al processo di dismissione. Un successivo decreto emanato dal Ministro dell'industria di concerto con il Ministro del tesoro nell'aprile del corrente anno ha chiarito le modalità applicative della normativa, confermando la preferenza per un riconoscimento degli costi incagliati in base a consuntivi di fine anno, per un periodo di sette anni.

4. Nuova struttura della domanda e dell'offerta di elettricità

I clienti idonei ad acquistare elettricità sul mercato libero sono più che raddoppiati in poco più di un anno. All'inizio di novembre essi sono 1.300, con oltre 9.300 siti di prelievo, che esprimono una domanda pari a quasi il 40 per cento di quella totale. I clienti saliranno a circa 150.000, con consumi dell'ordine del 60 per cento del totale, quando la soglia di accesso all'idoneità scenderà a 100.000 chilowattora per anno, tre mesi dopo l'ultimazione delle previste cessioni degli impianti dell'Enel. Entrerà allora nel mercato libero il tessuto delle piccole e medie imprese che connota la struttura produttiva italiana; alcune di queste già vi accedono attraverso i consorzi di acquisto. Va tuttavia valutata l'opportunità di prevedere un'apertura del mercato elettrico coerente con quella già decisa per il mercato del gas in cui tutti i clienti saranno liberi dopo l'1 gennaio 2003, anche al fine di evitare squilibri tra i due settori e mercati, e favorire economie di scopo e iniziative di razionalizzazione.

Essenziale ai fini dell'esercizio dell'effettiva libertà di scelta del fornitore è la possibilità per i clienti e per i loro fornitori di accedere senza restrizioni ingiustificate alle reti locali di distribuzione. È necessario che l'attività di distribuzione, soggetta a concessione esclusiva, sia nettamente separata da quella di misurazione e di vendita, che sono invece attività libere e in concorrenza. Questa è la scelta operata dalla Commissione europea nella recente proposta di revisione delle direttive energetiche.

Il Ministro delle attività produttive, secondo le previsioni del decreto legislativo n. 79 del 1999, ha avviato il rilascio delle concessioni di distribuzione valide fino al 2030. L'Autorità ha proposto al Governo di limitare l'oggetto della concessione, escludendone le attività di vendita e di misurazione dei consumi. Il controllo dei misuratori consente l'accesso a informazioni che hanno primaria importanza nell'esercizio della vendita. Occorre evitare che siano adottati standard tecnici degli apparati di misura che possano in futuro rivelarsi di ostacolo all'entrata di

concorrenti nella vendita e alla libertà di scelta da parte del cliente, in particolare quando le imprese di distribuzione dell'energia elettrica forniscono agli stessi clienti anche altri servizi come il gas o le telecomunicazioni.

All'espansione della domanda potenziale sul mercato libero non ha finora corrisposto un comparabile sviluppo dell'offerta.

L'offerta elettrica si presenta caratterizzata da un'elevata concentrazione destinata a permanere anche nel medio periodo: contribuiscono a questa concentrazione i tempi lunghi delle cessioni di centrali dell'Enel, e delle realizzazioni di nuovi impianti di generazione e di interconnessioni con l'estero.

La concentrazione dell'offerta non può essere valutata nel mercato elettrico con criteri uguali a quelli in uso per altri mercati. Non vi è possibilità di ricorso a scorte. L'eccesso di capacità produttiva che si verifica nei periodi di bassa domanda, notturni e festivi, non influisce sulla formazione del prezzo nei periodi di elevata domanda, quando l'operatore dominante, che dispone degli impianti marginali, può determinare il prezzo.

Fino ad oggi una sola delle previste cessioni di centrali dell'Enel è stata realizzata, mentre sono trascorsi i tre quarti del tempo previsto dal decreto legislativo n. 79 del 1999. In ogni caso il principale operatore continuerà a detenere una posizione dominante nel mercato della produzione interna, anche dopo il completamento delle cessioni di impianti per 15.000 MW previste dallo stesso decreto legislativo n. 79 del 1999. Inoltre, gran parte degli impianti ceduti dovranno essere radicalmente ammodernati, restando fuori servizio per non meno di due anni. Rispetto al complesso dell'offerta, inclusiva delle importazioni, il gruppo Enel appare destinato a mantenere a lungo una quota attorno al 50 per cento ([Tabella 9](#)). Deve essere considerata l'opportunità di cessione di ulteriori impianti, in particolare di picco e di modulazione.

Lo sviluppo della concorrenza nell'offerta dipende anche dalla costruzione di nuovi impianti di generazione. Essi accresceranno l'efficienza del sistema e ridurranno l'impiego di combustibile per unità di energia elettrica prodotta, anche per fronteggiare un eventuale ritorno di prezzi elevati degli idrocarburi a livello mondiale. Dal decreto di snellimento del percorso autorizzativo proposto dal Ministro delle attività produttive e approvato dal Consiglio dei ministri potrà derivare un impulso alle decisioni di investimento in nuova generazione.

Concorrono alla dimensione dell'offerta e al formarsi di un assetto concorrenziale anche le importazioni di energia elettrica, attualmente pari a circa il 15 per cento

della domanda, per circa la metà costituite da approvvigionamenti contrattati su base pluriennale a beneficio del mercato vincolato. L'insufficienza della capacità di interconnessione con l'estero fa sì che i prezzi dell'energia importata si avvicinino a quelli medi del mercato italiano, creando una rendita a favore del venditore. L'Autorità determina i criteri di assegnazione della capacità d'importazione in adempimento del compito affidatole dalla legge, tutelando i consumatori italiani, rispettando condizioni di imparzialità, cercando di stabilire una cooperazione con gli organismi di regolazione dei paesi confinanti. L'obiettivo è una gestione ordinata delle interconnessioni, che consenta di evitare l'appropriazione di rendite da parte del venditore, e di eliminare in prospettiva le carenze infrastrutturali.

5. La rete elettrica e il mercato borsistico

Il Gestore della rete di trasmissione nazionale opera, come previsto dal decreto legislativo n. 79 del 1999, senza avere la proprietà della rete. Si evidenziano difficoltà, sia nella definizione dei rapporti economici, sia e soprattutto nell'attuazione degli indispensabili e urgenti interventi di razionalizzazione e di potenziamento della rete per rimuovere le congestioni interne, accrescere la capacità di interscambio con l'estero, connettere nuovi impianti. Deve essere valutata la possibilità di riunificare proprietà e gestione della rete nazionale di trasmissione in un unico soggetto imprenditoriale neutrale, privo di interessi nella produzione e nella distribuzione e vendita di energia elettrica.

Istituita la società Gestore del mercato elettrico, la sua disciplina è stata definita dal Ministro dell'industria. Ad essa l'Autorità ha dato il suo contributo, anche per raccordare in un quadro unitario la borsa dell'energia elettrica, il mercato delle contrattazioni bilaterali, il ruolo dell'Acquirente unico. Il funzionamento della borsa italiana dell'elettricità richiede la messa a punto di strumenti tecnici complessi.

L'avvio della borsa potrà essere messo in difficoltà da un'offerta estremamente concentrata e da asimmetrie informative. L'Autorità è consapevole del problema: intende sorvegliare l'andamento del mercato e, ove necessario, utilizzerà strumenti economici e amministrativi adeguati a evitare l'insorgere di distorsioni.

6. Il mercato del gas naturale

Anche i prezzi e le tariffe del gas, al netto e al lordo delle imposte, sono in Italia più elevati rispetto ai prezzi medi europei. La differenza è particolarmente ampia per le utenze industriali nei confronti di quei paesi in cui esiste un mercato liberalizzato o in via di liberalizzazione ([Tabelle 10 e 11](#)). L'elevato carico fiscale gravante sul gas naturale accentua il divario.

Fattori strutturali, quali il più facile accesso alle fonti di approvvigionamento e le differenze climatiche che influiscono sull'efficienza della distribuzione, possono spiegare una parte delle differenze riscontrate. L'altra parte deve essere ricondotta alla mancanza in Italia di una pressione concorrenziale nel mercato del gas.

Il recupero a favore di utenti e di consumatori dei differenziali di prezzo può essere considerato come il più immediato e atteso risultato della liberalizzazione e dell'intervento dell'Autorità.

Nel dicembre 2000 è stato introdotto un nuovo ordinamento per le tariffe di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato.

Dall'inizio del 1997 a oggi la tariffa media nazionale è cresciuta di circa il 17 per cento. Tale crescita deriva dall'andamento del prezzo internazionale del gas naturale, che ha raggiunto un massimo nei primi mesi dell'anno in corso. Con un'incidenza dell'ordine del 40 per cento, essa è prevalente nella composizione della tariffa media: ad attenuarne le oscillazioni di breve periodo concorre il meccanismo di adeguamento bimestrale messo a punto dall'Autorità. L'incremento dei costi della materia prima è stato in parte controbilanciato dalla riduzione delle componenti di trasporto e stoccaggio (oltre l'11 per cento) e di quella del costo di distribuzione, per effetto della riforma tariffaria dell'Autorità ([Tabella 12](#)).

Nel maggio 2001 l'Autorità ha definito i criteri con cui le imprese già attive nel trasporto e dispacciamento del gas naturale e quelle che vorranno entrare nel mercato, calcolano le tariffe per il trasporto e il dispacciamento sulla rete nazionale di gasdotti e sulle reti regionali.

Il provvedimento completa l'ordinamento tariffario per il trasporto su reti, siano esse in alta, media e bassa pressione, e consente la rinegoziazione dei contratti di vettoriamento esistenti definiti direttamente tra le parti. Le nuove tariffe di trasporto, entrate in vigore lo scorso ottobre, sono basate sul criterio "entry-exit", vale a dire su corrispettivi per la capacità impegnata all'entrata dei gasdotti (alle frontiere, ai giacimenti e agli stoccaggi) e per la capacità impegnata nei punti di interconnessione con le reti regionali (aggregati in quindici zone) e su un ulteriore

corrispettivo per la capacità impegnata sulla rete regionale, calcolata a “francobollo”, con sconti per chi ha il punto di prelievo in prossimità del nodo di uscita dalla rete regionale.

Lo scorporo societario della rete dei gasdotti in alta pressione di proprietà dell’Eni è un passaggio positivo verso la liberalizzazione. L’affidamento della rete ad una società quotata in borsa pone il problema della definizione di regole per la gestione del sistema nazionale del gas e per il governo della rete affinché la nuova impresa sia trasparente e neutrale. L’Autorità intende stimolare i soggetti interessati affinché il sistema sia dotato delle regole appropriate.

Il decreto legislativo n. 164 del 2000 prevede che l’approvvigionamento del gas naturale, sia per mezzo di contratti di importazione di lungo periodo vincolati con obblighi del tipo *take or pay*, sia proveniente da produzione nazionale, debba essere libero, nel rispetto delle finalità generali di salvaguardia della sicurezza del servizio del gas e dei criteri per l’accesso e l’uso del sistema.

Il mercato del gas è oggi ben lontano dal presentare caratteristiche concorrenziali. L’introduzione di una pluralità di fornitori in grado di creare effettiva concorrenza nell’approvvigionamento del gas, compito certamente arduo, giova a garantire la sicurezza energetica nazionale, assieme alla maggiore integrazione nel sistema gas europeo, a rapporti di interdipendenza economica più stretti con i paesi produttori, alla diversificazione delle zone d’origine.

Per assicurare la formazione di un’offerta concorrenziale devono essere superati ostacoli e impedimenti di natura politica, proprietaria e contrattuale. È necessario promuovere la costruzione di nuove infrastrutture, in primo luogo terminali di rigassificazione del gas naturale liquefatto, con un orientamento concorde delle autorità anche a livello locale.

Il mercato deve svilupparsi nel pieno rispetto dei principi della concorrenza e non discriminazione anche su scala europea. Gli accordi fra imprese volti a regolare la gestione degli obblighi *take or pay* sono oggetto di esame da parte della Commissione europea, che ne sta verificando la compatibilità con le norme a tutela della concorrenza e delle esigenze complessive di apertura del mercato interno.

In questo contesto dinamico è nell’interesse del Paese che il mercato del gas si liberalizzi il più velocemente possibile, ferme restando le condizioni di reciprocità previste dalle direttive e dai trattati europei.

7. Garanzia della qualità del servizio e tutela dei consumatori

Nel monopolio pubblico si dava per scontato che la qualità fosse parte integrante della missione dell'impresa pubblica; non si ravvisava pertanto alcuna esigenza di una regolazione dall'esterno. In una fase di liberalizzazione in cui gli amministratori delle imprese, private o pubbliche, agiscono avendo come obiettivo il risultato economico viene meno la garanzia di un comportamento volto a conseguire adeguati livelli di qualità dei servizi.

L'azione dell'Autorità ha consentito di ampliare gli strumenti di tutela dei consumatori e di riallineare la posizione dell'Italia a quella dei principali paesi europei. In Italia, il dato medio nazionale relativo alle interruzioni subite dagli utenti in bassa tensione dell'operatore dominante cela forti disparità tra le aree del Nord e quelle del Sud del paese. Per questo motivo, è stato deciso e posto in attuazione un sistema di livelli obbligatori di qualità del servizio con sanzioni e incentivi appropriati che viene confrontato con quello che i regolatori stanno facendo in altri paesi dell'Unione europea.

8. Liberalizzazione e sviluppo industriale

Le modalità con cui si realizza in Italia la liberalizzazione sono favorevoli allo sviluppo delle imprese operanti nei settori energetici. La transizione è definita con modalità certamente non penalizzanti per le imprese già monopoliste.

Le cessioni di impianti o di rami d'attività, previste dalle norme di liberalizzazione e attualmente in corso, generano imponenti flussi finanziari che l'impresa può utilizzare per la sua riconversione strategica.

La disciplina delle tariffe è caratterizzata, secondo le indicazioni di legge e dei documenti di programmazione economico-finanziaria degli scorsi anni, da una gradualità che assicura alle imprese esercenti l'economicità dell'esercizio durante la fase di riorganizzazione. Ne è derivato un onere aggiuntivo per utenti e consumatori nella fase transitoria.

La disponibilità di risorse finanziarie consente l'attuazione di strategie di riposizionamento produttivo, che le due principali imprese hanno diversamente definito: l'Eni orientata ad uno sviluppo su scala mondiale nel petrolio e gas naturale, l'Enel avviata alla diversificazione in settori contigui di servizi.

La liberalizzazione offre grandi opportunità di sviluppo alle imprese già monopoliste. È necessario che il loro riposizionamento proceda senza ostacolare e ritardare lo sviluppo dei competitori sul mercato nazionale, in modo che i benefici della concorrenza possano rapidamente compensare i consumatori, domestici e industriali, per gli oneri sopportati nella transizione.

Lo sviluppo della concorrenza e la tutela dell'interesse di utenti e consumatori impongono che la diversificazione avvenga nel pieno rispetto delle separazioni contabili, amministrative e societarie, e che nessuna impresa che eserciti ancora una fornitura esclusiva di servizi a clienti vincolati possa fare di tale esercizio uno strumento di vantaggio competitivo nei confronti delle imprese concorrenti. Questo è il limite che deve essere posto quando un'impresa che è dominante in un settore si espande in settori contigui. A questo riguardo sarebbe auspicabile allineare le scadenze di liberalizzazione del settore elettrico a quelle del gas, dove già nel 2003 tutti i clienti potranno esercitare una libera scelta del fornitore.

In condizioni di parità competitiva, è altamente auspicabile che imprese estere entrino nel mercato italiano, fornendo lo stimolo di una concorrenza capace di insidiare le posizioni di rendita che ancora penalizzano il nostro sistema energetico. È essenziale il rispetto di condizioni di reciprocità effettiva: la definizione di reciprocità contenuta nelle direttive europee è insufficiente, poiché riguarda solo il diritto di scelta dei consumatori e non le condizioni di parità tra le imprese. Come in altri settori, anche nell'energia il mercato unico presenta un panorama di imprese variegato per nazionalità e per assetto proprietario; si perde la corrispondenza biunivoca tra mercato nazionale e impresa nazionale, come pure la contrapposizione tra imprese di proprietà pubblica e privata, purché entrambe assoggettate alle medesime regole, anche con riguardo al divieto di beneficiare di aiuti di stato.

La tutela della concorrenza non può essere rinviata al momento in cui i mercati europei saranno concorrenziali e integrati: è proprio nel processo di transizione che si pone con maggior urgenza l'esigenza che tutte le imprese, preesistenti e nuove, si confrontino ad armi pari. È in gioco lo sviluppo industriale dei settori energetici e dei settori consumatori di energia.

Avendo a cuore lo sviluppo futuro, deve essere curato l'investimento di risorse anche pubbliche nell'attività di ricerca scientifica, tecnologica, industriale. Fondi tratti dalla tariffa elettrica vengono oggi utilizzati per la ricerca di sistema; e l'Autorità sta disegnando, d'intesa con il Governo, una disciplina di sostegno a progetti di ricerca presentati da vari operatori e selezionati in base al merito.

L'azione del Governo e dell'autorità di regolazione sono, riteniamo, entrambe essenziali per l'attuazione di un disegno di sviluppo industriale. Il Governo definisce obiettivi e indirizzi rilevanti anche per l'attività di regolazione, che l'Autorità svolge con un'efficacia garantita proprio dall'autonomia operativa che la legge le garantisce.

Grazie per l'attenzione

Tabella 1**ELETTRICITÀ – TRASPOSIZIONE DELLA DIRETTIVA 96/92/CE NEGLI STATI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA**

PAESE	% APERTURA DOMANDA	ACCESSO ALLA RETE (*)	SEPARAZIONE SERVIZIO DI TRASMISSIONE
Minimo stabilito dalla direttiva entro il 2003	30%	negoziato o regolato	almeno amministrativa
Austria	32%	regolato	amministrativa
Belgio	35%	regolato	amministrativa
Danimarca	90%	regolato	amministrativa
Finlandia	30%	regolato	proprietaria
Francia	30%	regolato	gestionale
Germania	100%	negoziato	amministrativa
Grecia	30%	regolato	amministrativa
Irlanda	30%	regolato	amministrativa
Italia	35%	regolato	gestore indipendente
Lussemburgo	40%	regolato	gestionale
Olanda	33%	regolato	amministrativa
Portogallo	30%	regolato	gestionale
Spagna	54%	regolato	proprietaria
Svezia	100%	regolato	proprietaria
Regno Unito	100%	regolato	proprietaria

(*) Definizioni ai sensi della direttiva 96/92/CE:

- **Accesso negoziato:** accesso basato su contratti individuali, negoziati fra le parti, con evidenza pubblica delle tariffe e condizioni di accesso;
- **Accesso regolato:** accesso basato su contratti individuali, negoziati fra le parti, con determinazione delle tariffe e condizioni di accesso da parte di un organismo terzo (come autorità di regolazione, autorità antitrust, ministero).

Fonte: DG TREN, Siti Web delle Autorità di regolazione, 2001

Tabella 2**GAS - TRASPOSIZIONE DELLA DIRETTIVA 98/30/CE NEGLI STATI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA**

PAESE⁽¹⁾	% APERTURA DOMANDA	ACCESSO ALLA RETE	SEPARAZIONE SERVIZIO DI TRASPORTO
Minimo stabilito dalla direttiva entro il 2003	20%	negoziato o regolato	almeno contabile
Austria	49%	negoziato	contabile
Belgio	59%	negoziato (diventerà regolato)	contabile
Danimarca	30%	regolato	contabile
Finlandia	90%	regolato	contabile
Francia	20%	ibrido ⁽²⁾	contabile
Germania	100%	negoziato	contabile
Irlanda	75%	regolato	contabile
Italia	65%	regolato	societaria
Lussemburgo	51%	regolato	contabile
Olanda	45%	ibrido ⁽³⁾	contabile
Spagna	72%	regolato	proprietaria
Svezia	47%	regolato	contabile
Regno Unito	100%	regolato	proprietaria

Note

(1) Per la Grecia l'apertura è rinviata al 2006, per il Portogallo al 2007. In Francia e Germania la direttiva è in via di trasposizione.

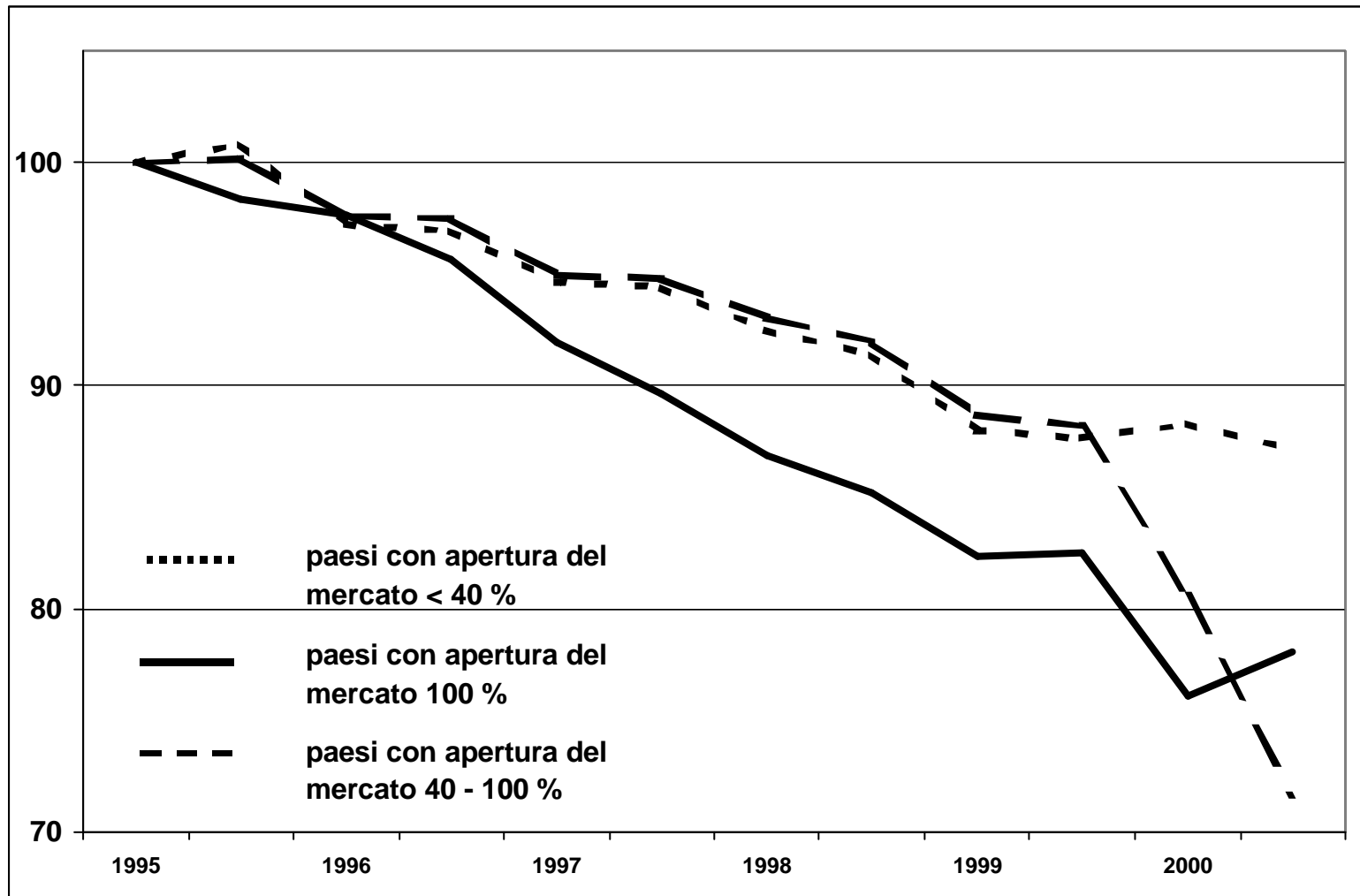
(2) Il progetto di legge di recepimento della direttiva europea prevede un sistema di accesso basato su tariffe pubblicate approvate dal regolatore.

(3) Accesso negoziato per il trasporto e lo stoccaggio, regolato per la distribuzione.

Fonte: DG TREN, Siti Web delle Autorità di regolazione, 2001

Tabella 3

ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ELETTRICITÀ PER I GRANDI CONSUMATORI INDUSTRIALI



Fonte: Eurostat

Tabella 4**PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA AL NETTO DELLE IMPOSTE PER TIPOLOGIE DI CONSUMO ANNUO NEI PAESI EUROPEI (1 GENNAIO 2001)***Utenze domestiche (lire/kWh a cambi correnti)*

Paesi	Consumo annuo 600 kWh	Consumo annuo 1.200 kWh	Consumo annuo 3.500 kWh	Consumo annuo 7.500 kWh	Media ponderata tipologie di consumo
Austria	228,0	219,5	182,9	184,3	195,1
Belgio	292,8	288,0	230,4	216,0	245,4
Danimarca	303,6	210,4	151,6	132,4	180,7
Finlandia	229,7	163,4	123,3	103,4	142,5
Francia ⁽²⁾	247,4	215,7	177,1	171,5	192,5
Germania ⁽²⁾	367,3	292,0	239,6	219,8	263,8
Grecia	136,9	128,5	109,6	123,2	118,7
Irlanda	266,5	220,3	153,9	147,8	179,6
Italia ⁽¹⁾	163,3	169,6	310,6	302,0	267,5
Lussemburgo	396,0	294,7	217,0	197,3	252,8
Norvegia	529,9	302,1	152,6	111,0	226,3
Olanda	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
Portogallo	235,5	271,2	232,3	206,2	233,3
Inghilterra ⁽²⁾	372,4	279,1	168,4	166,5	215,4
Spagna	212,7	212,7	166,3	152,6	177,4
Svezia	309,1	196,0	121,7	112,5	160,2
<i>Media europea ponderata ⁽³⁾</i>	<i>302,9</i>	<i>241,7</i>	<i>195,1</i>	<i>183,4</i>	<i>216,7</i>
<i>Scostamento Italia da media europea</i>	<i>-46,1</i>	<i>-29,9</i>	<i>59,2</i>	<i>64,7</i>	<i>23,5</i>

Note:

(1) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti all'1 gennaio 2001 (delibera dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 244/00). La rappresentatività delle diverse tipologie (quota % dei consumi della classe sul totale) in Italia è del 17 per cento per la classe fino a 600 kWh annui; il 12 per cento per la classe fino a 1.200 kWh annui; il 55 per cento per la classe a 3.500 kWh annui; il 16 per cento per la classe fino a 7.500 kWh annui (ogni classe ha come limite inferiore il consumo della classe precedente).

(2) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(3) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat, 2001.

Tabella 5

PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA AL NETTO DELLE IMPOSTE PER TIPOLOGIE DI CONSUMO ANNUO NEI PAESI EUROPEI (1 GENNAIO 2001)

Utenze industriali (lire/kWh a cambi correnti)

Paesi	30.000 kWh anno	50.000 kWh anno	160.000 kWh anno	1250 MWh anno	2 GWh anno	10 GWh anno	24 GWh anno	50 GWh anno	70 GWh anno
	(30 kW, 1.000 h)	(50 kW, 1.000 h)	(100 kW, 1.600 h)	(500 kW, 2.500 h)	(500 kW, 4.000 h)	(2.500 kW, 4.000 h)	(4.000 kW, 6.000 h)	(10.000 kW, 5.000 h)	(10.000 kW, 7.000 h)
	lire/kWh	lire/kWh	lire/kWh	lire/kWh	lire/kWh	lire/kWh	lire/kWh	lire/kWh	lire/kWh
Austria	216,7	216,7	192,8	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	243,8	242,9	209,3	169,4	145,4	133,4	110,9	97,9	84,5
Danimarca	125,4	124,9	118,4	96,6	96,3	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Finlandia	102,2	103,6	96,0	82,1	72,0	71,3	64,6	51,2	49,1
Francia ⁽²⁾	165,4	165,4	152,0	125,8	107,8	107,8	93,4	n.d.	n.d.
Germania ⁽²⁾	264,2	258,2	209,7	157,8	130,2	122,8	102,1	107,9	95,1
Grecia	163,7	163,1	150,5	119,9	111,0	111,0	93,3	87,3	76,5
Irlanda	247,3	244,4	210,7	156,1	128,1	119,5	102,8	103,3	93,9
Italia ⁽¹⁾	261,4	175,3	209,8	197,7	186,5	182,8	162,4	142,5	139,2
Lussemburgo	233,3	230,4	177,6	145,9	122,4	84,0	73,0	77,3	69,6
Norvegia	100,2	94,7	102,7	78,3	66,5	57,6	46,3	44,0	42,6
Olanda ^{(2) (3)}	152,5	150,8	202,0	150,0	131,5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Portogallo	207,8	203,7	167,0	142,5	126,0	125,9	102,7	92,0	84,5
Inghilterra ⁽²⁾	152,5	152,5	171,7	137,9	114,7	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Spagna	189,1	189,1	133,5	117,7	106,5	99,6	94,6	93,1	90,5
Svezia	77,6	78,0	72,2	71,7	60,7	52,4	47,0	48,3	45,0
<i>Media europea ponderata</i>	<i>193,0</i>	<i>180,5</i>	<i>169,8</i>	<i>139,0</i>	<i>120,6</i>	<i>116,2</i>	<i>100,6</i>	<i>98,4</i>	<i>91,2</i>
<i>Italia: scostamento dalla media europea</i>	<i>35,5</i>	<i>-2,9</i>	<i>23,5</i>	<i>42,3</i>	<i>54,7</i>	<i>57,3</i>	<i>61,5</i>	<i>44,9</i>	<i>52,7</i>

Note:

(1) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti all'1 gennaio 2001 (delibera dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 244/00)

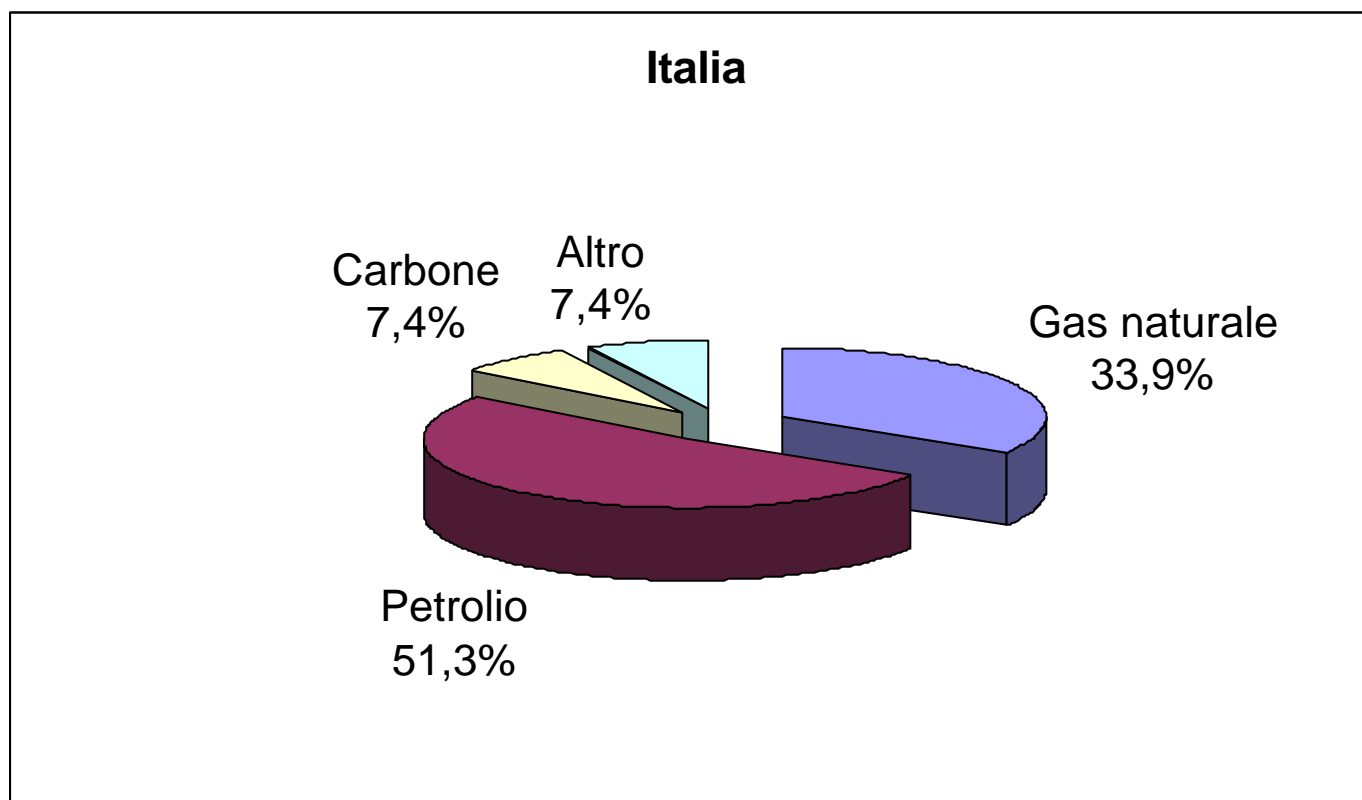
(2) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(3) Prezzi all'1 luglio 2000.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat, 2001.

Tabella 6

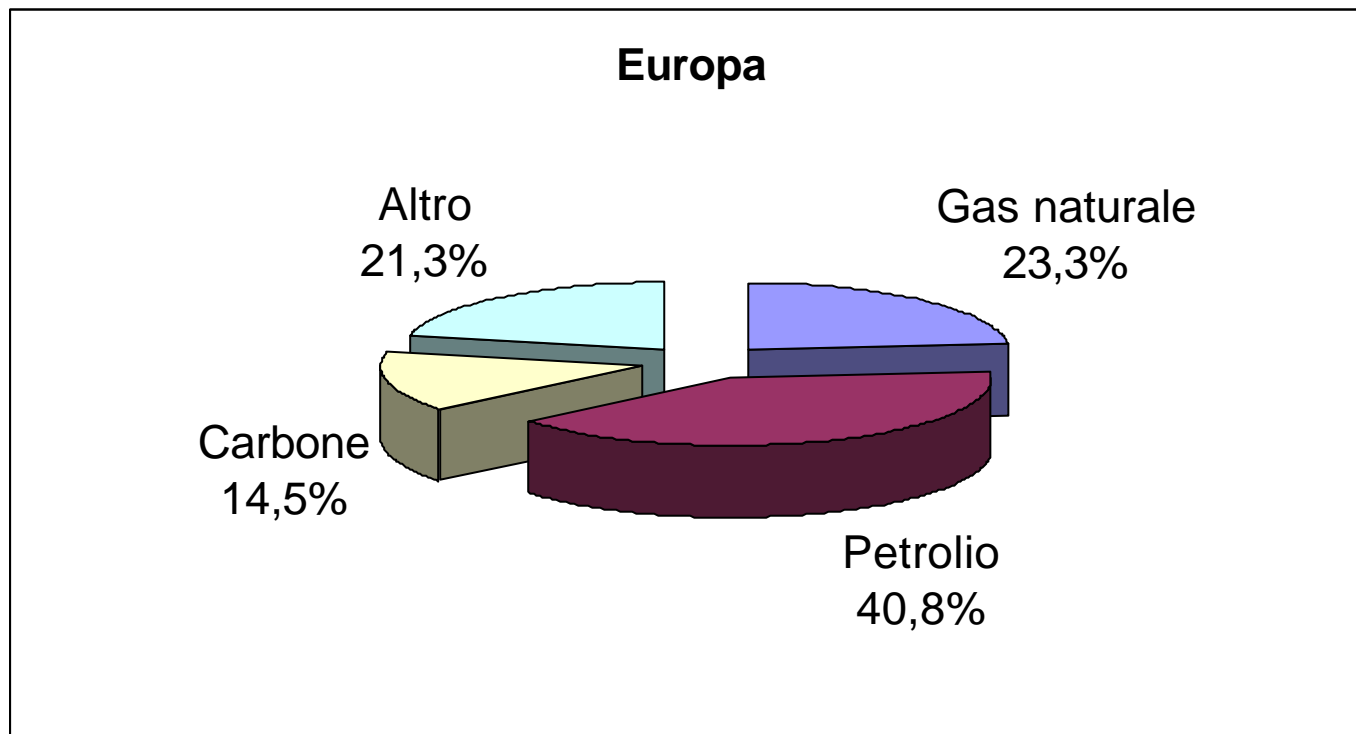
STRUTTURA DEI CONSUMI PRIMARI DI ENERGIA: ITALIA (ANNO 2000)



Fonte: Agenzia Internazionale per l'Energia, 2001

Tabella 7

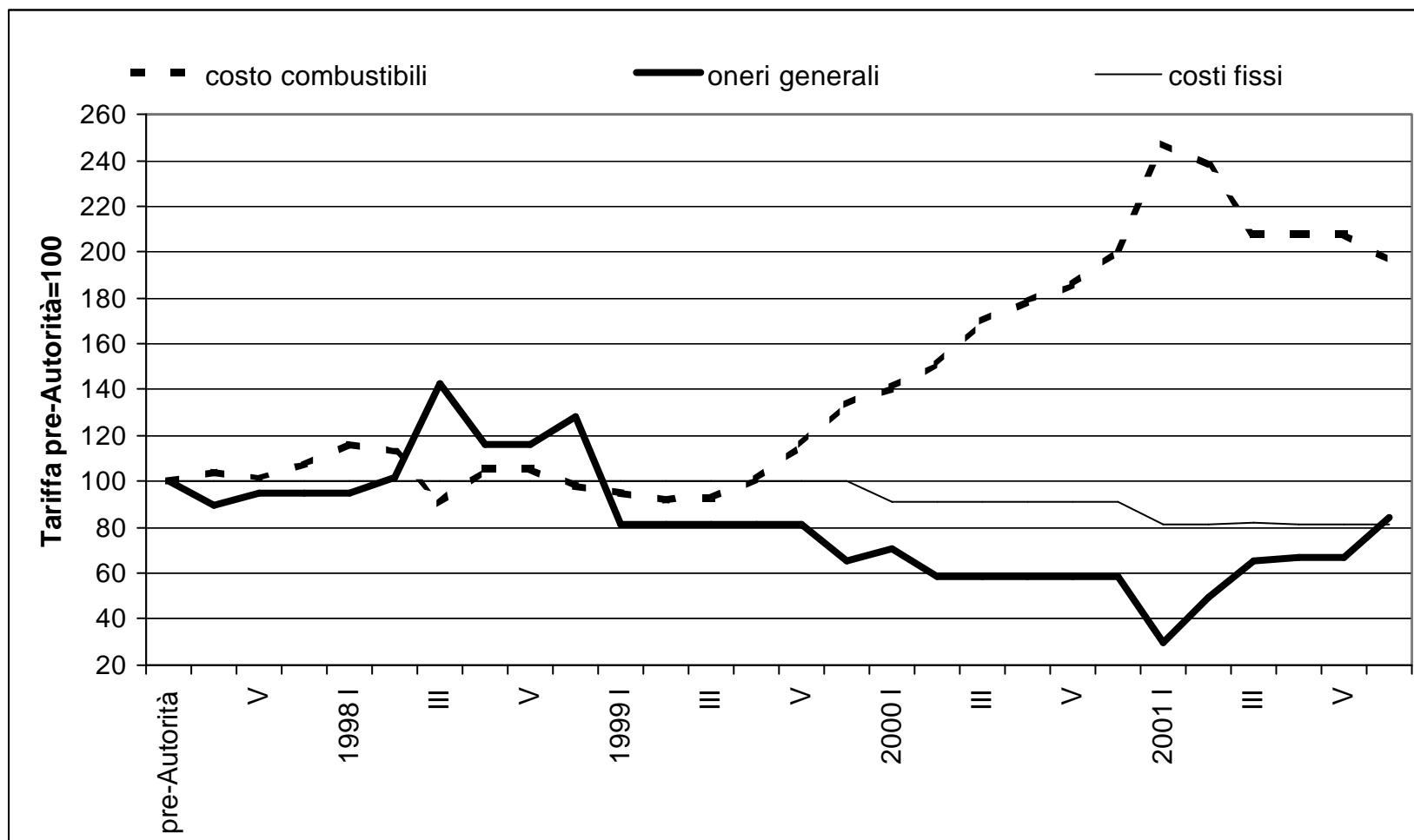
STRUTTURA DEI CONSUMI PRIMARI DI ENERGIA: EUROPA (ANNO 2000)



Fonte: Agenzia Internazionale per l'Energia, 2001

Tabella 8

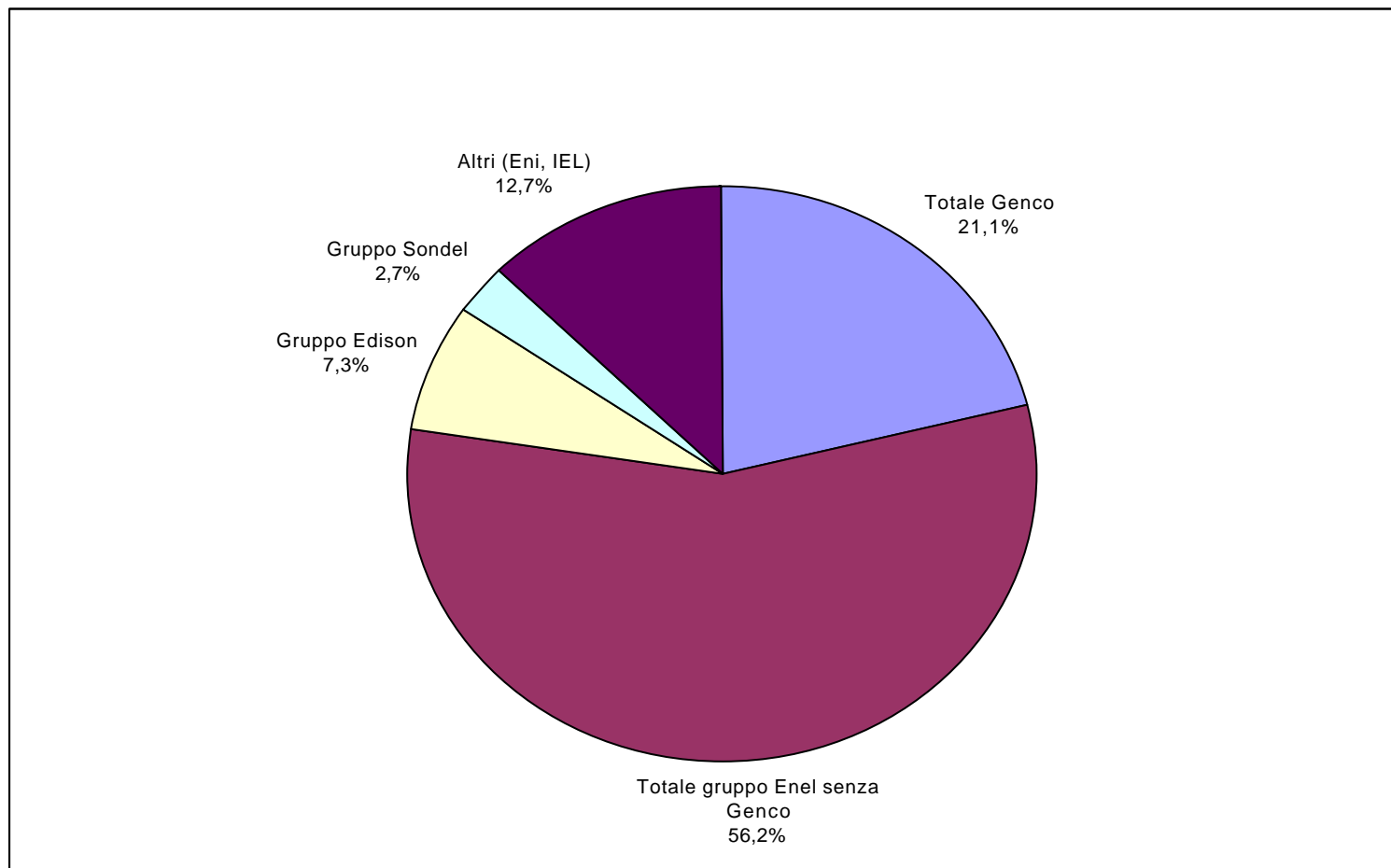
ANDAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL NETTO DELLE IMPOSTE



Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

Tabella 9

QUOTE DI MERCATO NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (ANNO 2000)



Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

Tabella 10**PREZZI DEL GAS AL NETTO DELLE IMPOSTE PER TIPOLOGIE DI CONSUMO ANNUO
(1 GENNAIO 2001)***Utenze domestiche (lire/mc a cambi correnti)*

Paesi	8,37 GJ	16,74 GJ	83,7 GJ	125,6 GJ	1047 GJ
	(217,62 mc/anno)	(435,24 mc/anno)	(2 176,2 mc/anno)	(3 265,6 mc/anno)	(39.858 mc/anno)
Austria	1051,3	853,2	647,3	626,3	543,1
Belgio	1183,7	1101,3	696,6	669,7	580,5
Danimarca	2738,6	2581,1	1846,7	1706,8	1343,0
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia (1)	1125,5	955,6	628,9	592,3	509,9
Germania (1)	1313,0	1057,8	745,9	707,6	639,6
Irlanda	1277,6	1061,4	536,3	492,3	492,3
Italia (1)	965,2	883,7	816,0	803,8	794,4
Lussemburgo	1057,7	929,8	562,5	553,9	538,4
Olanda	950,3	680,7	464,9	446,9	415,1
Portogallo	1299,5	1299,5	1299,5	1299,5	1299,5
Regno Unito	680,5	660,7	476,1	461,0	433,1
Spagna	1175,0	1036,0	814,9	793,2	557,0
Svezia	964,2	813,6	672,9	666,2	647,2
<i>Media europea ponderata</i>	<i>1135,8</i>	<i>956,5</i>	<i>721,2</i>	<i>693,7</i>	<i>642,5</i>
<i>Scostamento % Italia/media europea</i>	<i>-15,0</i>	<i>-7,6</i>	<i>13,1</i>	<i>15,9</i>	<i>23,6</i>

Note:

(1) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat, 2001.

Tabella 11

**PREZZI DEL GAS AL NETTO DELLE IMPOSTE PER TIPOLOGIE DI CONSUMO ANNUO
(1 GENNAIO 2001)**

Utenze industriali (lire/mc a cambi correnti)

Paesi	418.6 GJ (10 883.6 mc/anno)	4186 GJ (108 836 mc/anno)	41 860 GJ (1 088 360 mc/anno) ^a	41 860 GJ (1 088 360 mc/anno) ^b	418 600 GJ (10 883 600 mc/anno) ^c	418 600 GJ (10 883 600 mc/anno) ^d
Austria	598,8	502,8	407,4	394,5	407,8	381,9
Belgio	626,8	520,0	465,8	407,7	407,7	388,3
Danimarca	810,0	775,4	442,6	442,6	365,4	365,4
Finlandia	645,7	645,7	522,1	409,1	351,2	311,5
Francia (1)	526,7	444,6	437,8	429,8	381,7	373,4
Germania (1)	646,9	581,3	558,9	522,4	486,2	505,7
Irlanda	523,2	417,4	342,6	342,6	n.d.	n.d.
Italia (1)	794,4	572,9	485,2	470,3	406,3	390,3
Lussemburgo	549,6	515,0	508,0	488,1	486,9	486,9
Olanda	421,8	412,1	398,4	398,4	n.d.	n.d.
Portogallo	1293,8	1201,4	679,1	679,1	n.d.	n.d.
Regno Unito (1)	425,4	365,0	317,0	276,4	290,7	222,9
Spagna	681,0	432,9	408,1	399,2	396,7	388,1
Svezia	713,4	733,3	702,7	582,6	537,1	456,0
<i>Media europea ponderata</i>	606,4	516,7	477,1	452,0	427,1	425,8
<i>Scostamento % Italia/media europea</i>	31,0	10,9	1,7	4,0	-4,9	-8,3

Note:

(1) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione

a) Fattore di carico: 200 gg 1.600 h

b) Fattore di carico: 250 gg 4.000 h

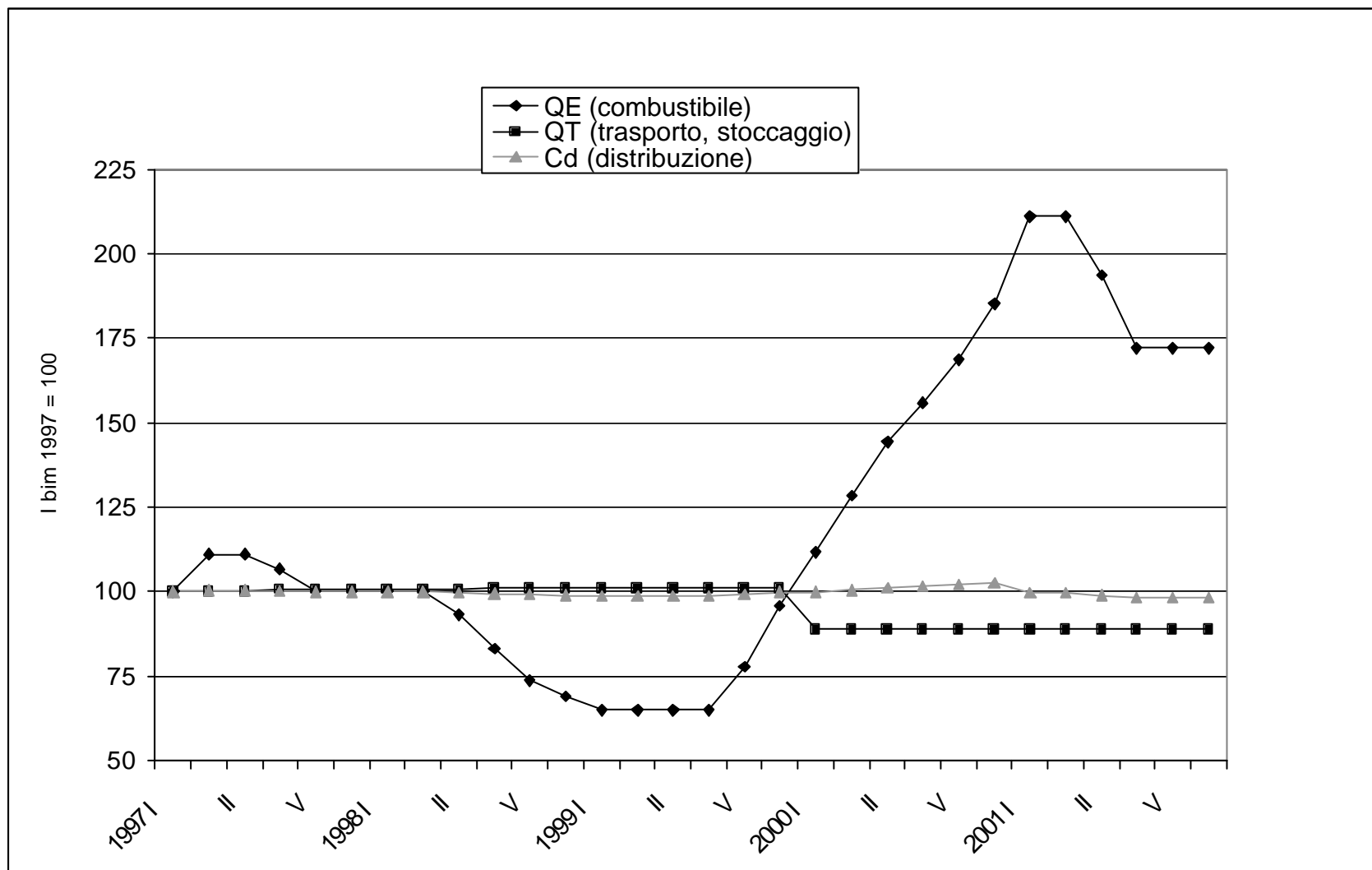
c) Fattore di carico: 250 gg 4.000 h

d) Fattore di carico: 330 gg 8.000 h

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat, 2001.

Tabella 12

ANDAMENTO DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DEL GAS NATURALE AL NETTO DELLE IMPOSTE



Fonte: Autorità per l'energia elettrica e gas